

Universidad Carlos III de Madrid
Escuela Politécnica Superior



Departamento de ingeniería térmica y de fluidos

Proyecto de fin de carrera

Comparación de las configuraciones de torre
única y multitorre en una planta térmica solar de
receptor central operada con sales fundidas y
sistema de almacenamiento

Ingeniería Industrial

Curso 2012/2013

Alumno

Ignacio de Loizaga Medina

Tutor

Antonio Acosta Iborra



Comparación de las configuraciones de torre única y multitorre en una planta térmica solar

El presente proyecto de fin de carrera tiene como objetivo estudiar la configuración de multitorre en centrales térmicas de concentración solar como solución que permita el aumento de la eficiencia de este tipo de centrales. Además, las centrales con configuración multitorre se comparan en el proyecto con la tecnología más usada actualmente de receptor único central.

Para la realización de los cálculos y la obtención de resultados se ha hecho uso de la herramienta de software matemático MATLAB®. Los resultados incluyen (i) las eficiencias ópticas de los heliostatos, (ii) la energía térmica aportada a cada receptor de la central, (iii) el flujo de sales que circula por cada receptor, (iv) la energía térmica disponible para el ciclo de potencia y (v) la producción eléctrica diaria, mensual y anual de la central.

Los resultados del proyecto determinan que la tecnología multitorre optimiza el aprovechamiento la luz solar con eficiencias ópticas hasta un 33% mayores que la tecnología de torre única. Esto resulta en un incremento de la producción eléctrica anual de más de 32 GWh.

The aim of the present final thesis is to study and analyze a multitower layout for central receiver solar plants as a possible solution that increases the efficiency of the mentioned plants. Further, multitower power plants are compared in this project with the most extended single tower with central receiver solar thermal facilities.

To perform the calculations and obtain the results needed to achieve this goal MATLAB® is the chosen mathematical software tool. The outputs of these functions are (i) optical efficiencies of all heliostats, (ii) thermal energy available in the receivers, (iii) flow of molten salts through the receivers, (iv) thermal energy available at the power block and (v) daily, monthly and annual electricity produced by the power plant.

The results of the final thesis demonstrate that multitower technology optimizes the use of sun light achieving optical efficiencies 33% higher than single tower technology. This is translated to a production increase of over 1.5 GWh yearly.



Índice

1. Introducción	11
1.1. Motivación	11
1.1.1. Situación Energética	11
1.1.2. Energía eólica	14
1.1.3. Energía hidráulica	16
1.1.4. Energía solar	19
1.2. Objetivos	20
1.3. Metodología para la realización del proyecto	21
2. Aspectos Generales	23
2.1. La Energía Solar	23
2.1.1. El recurso solar	23
2.1.2. Tecnologías de aprovechamiento de la energía solar	25
2.2. Tipos de centrales solares térmicas de concentración	27
2.2.1. Solar térmica de receptor cilíndrico parabólico	27
2.2.2. Solar térmica Fresnel	30
2.2.3. Solar térmica de disco parabólico	33
2.2.4. Solar térmica de receptor central	36
2.3. Centrales térmicas de receptor central	46
2.3.1. PS20	46
2.3.2. Gemasolar	47
2.3.3. PS10	48
2.3.4. Sierra Sun Tower	49
2.3.5. Acme Solar Thermal Tower	51
2.3.6. Jülich Solar Tower	52
2.3.7. Yanqing Solar	53
2.3.8. Beijing Badaling	54
3. El Campo Solar	55

3.1.	Introducción	55
3.2.	Eficiencia óptica	55
3.2.1.	Posición del Sol.....	59
3.2.2.	Distribución del campo solar	62
3.2.3.	Posición de la torre	68
3.3.	Recurso Solar.....	73
4.	Receptor y sistema de almacenamiento	77
4.1.	Receptor Central	77
4.2.	Sistema de almacenamiento térmico	88
4.3.	Proceso Iterativo en la configuración de torre única	91
4.4.	Proceso iterativo en la configuración multitorre	93
5.	Ciclo de Potencia.....	97
5.1.	Bomba	99
5.1.1.	Balance de masa	100
5.1.2.	Balance de energía.....	100
5.2.	Intercambiadores de vapor.....	102
5.2.1.	Balance de Masa	103
5.2.2.	Balance de Energía.....	103
5.3.	Turbina	104
5.3.1.	Balance de masa	106
5.3.2.	Balance de energía	106
5.4.	Condensador.....	109
5.4.1.	Balance de masa	109
5.4.2.	Balance de energía	110
5.5.	Ciclo Completo	110
6.	Resultados.....	113
6.1.	Casos a estudiar	113
6.1.1.	Casos principales.....	114



6.1.2.	Casos secundarios.....	116
6.2.	Resultados	117
6.2.1.	Obtención del campo solar multitorre	118
6.2.2.	Obtención del campo solar de torre única	136
6.2.3.	Estudio del receptor	139
6.2.4.	Bloque de potencia	152
6.2.5.	Producción eléctrica anual	158
6.2.6.	Sistema de almacenamiento térmico	166
7.	Conclusiones	169
7.1.	Resumen de resultados principales	169
7.2.	Conclusiones principales.....	175
7.3.	Crítica a los resultados.....	176
7.4.	Estimación del coste de realización del presente proyecto.....	177
7.5.	Líneas futuras de trabajo.....	178
8.	Bibliografía.....	179
9.	Lista de Figuras	183
10.	Lista de Tablas.....	191
11.	Anexo I: Código de MATLAB	195
11.1.	Síntesis del funcionamiento del código	195
11.2.	CampoSolarMT(nh,nt)	197
11.3.	CampoSolar(nh)	199
11.4.	Bucle(cxh,cyh,cxt,cyt)	200
11.5.	Ejecutor(nh,nt)	202
11.6.	ResultadosCS(EFMT,EFTU,PMT,PTU,DMT,DTU,T)	202
11.7.	TemperaturasTU(PDTU)	204
11.8.	TemperaturasMT(PDMT).....	206
11.9.	TemperaturasMTNS(PDMT).....	209
11.10.	Produccion1(PMT,PTU,DTU,DMT,T)	214



12. Anexo II: Tablas de resultados completas	217
13. Anexo III: Esquema tipo de flujo de sales fundidas en receptor central	226



Acrónimos

\$	Dólar americano
€	Euro
ACS	Agua Caliente Sanitaria
am	ante merídiem
AP	Alta presión
BIPV	Building Integrated Photovoltaics
BP	Baja presión
BP	Bloque de potencia
C_p	Calor específico a presión constante
CSP	Concentrated Solar Power
cxh	coordenada x de heliostato
cxt	coordenada x de torre
cyh	coordenada y de heliostato
cyt	coordenada y de torre
DH	Diagonal del heliostato
DHI	Diffuse Horizontal Irradiation
DMT	Distancia media heliostato-torre en multitorre
DNI	Direct Normal Irradiation
DP	Disco Parabólico
DTU	Distancia media heliostato-torre en torre única
EEUU	Estados Unidos
et al.	et ali (y otros)
GHI	Global Horizontal Irradiation
GWht	Gigawatios hora térmicos
h	Coefficiente de convección
ha	Hectárea
i.e.	<i>'id est'</i> (esto es)

k	Conductividad térmica
K	grado Kelvin
kg	Kilogramos
km	Kilómetro
kWh	Kilowatio hora
m	metro
M\$	Millones de dólares americanos
M€	Millones de euros
m ²	metro cuadrado
min	Minuto
MP	Media presión
mPa	Milipascal
MW	Mega Watio
MWh	Megawatio hora
MWt	Megawatio térmico
NES	Norte-Este-Sur
nh	número de heliostatos
NOS	Norte-Oeste-Sur
nt	número de torres
Nu	Número de Nusselt
°C	Grado Celsius
Pa	Pascal
PDMT	Punto de diseño de Multitorre
PDTU	Punto de diseño de torre única
Pr	Número de Prandtl
PV	Fotovoltaica
Re	Número de Reynolds
s	segundo



SST	Sierra Sun Tower
SZA	Solar Zenith Angle
TMY	Typical Meteorological Year
TSC	Tanque de sales calientes
TSF	Tanque de sales frías
TSI	Tanque de sales intermedio
Wh	Vatio hora
μ	Viscosidad
ρ	Densidad
σ	Constante de Stefan-Boltzmann

1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN

El aumento progresivo del uso de la electricidad por parte de la sociedad está mermando las reservas de combustibles fósiles del planeta. Esto, junto con los efectos negativos que tiene el consumo de los mismos sobre el medio ambiente, provoca un enfoque de las investigaciones tecnológicas hacia energías menos contaminantes y de fuente inagotable: las energías renovables.

1.1.1. *SITUACIÓN ENERGÉTICA*

El camino creado por la evolución humana está marcado desde hace décadas por la necesidad de la electricidad. Tanto los países desarrollados o vías de desarrollo como subdesarrollados siguen la tendencia de afiliación a un estilo de vida basado herramientas y servicios totalmente dependientes de la electricidad. La Figura 1 muestra cómo la generación de electricidad ha evolucionado desde la década de 1970 hasta 2010 – en poco menos de 40 años su valor se ha cuadruplicado. Además, en dicha figura se puede observar que las fuentes de energía renovables a nivel mundial vienen representadas en su gran mayoría por la energía hidráulica. Aun así, las

fuentes de energía con más presencia en la generación eléctrica mundial son las no renovables (combustibles fósiles y en menor medida la energía nuclear).

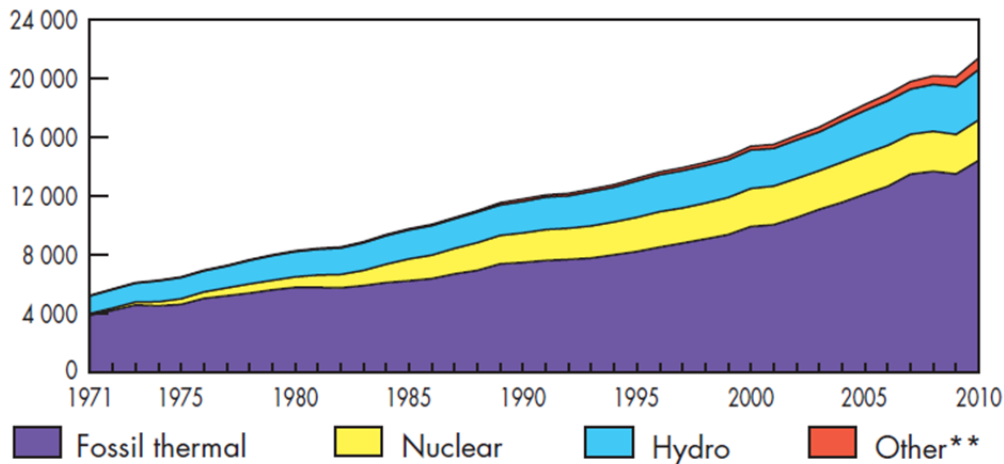


Figura 1. Desglose y evolución de la generación energética a nivel mundial. En TWh.Fuente: (International Energy Agency, 2012)

El motivo principal del aumento de la generación y demanda energética no es el crecimiento de la población mundial: los países desarrollados siguen siendo los mayores consumidores de electricidad per cápita, desbancando con holgura a potencias emergentes como China, Chile o India. En la Figura 2 se puede apreciar cómo la evolución del consumo per cápita de Estados Unidos (EEUU), España, Chile, China e India no presenta, salvo ligeras excepciones, señales de regresión.

Es entonces de vital importancia para la sociedad actual y futura encontrar tecnologías capaces de producir electricidad a través de fuentes renovables de manera sostenible en materia tecnológica, económica, social y medioambiental.

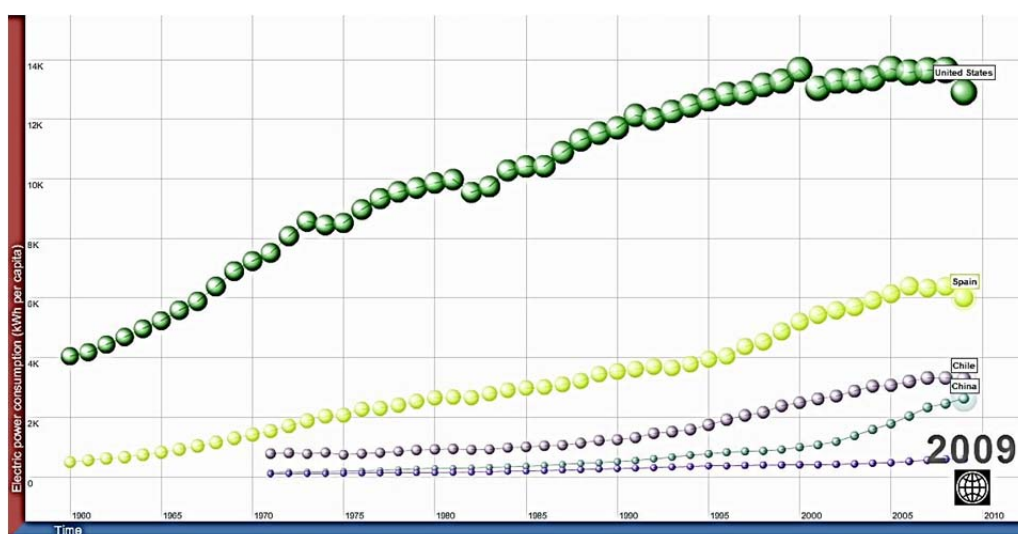


Figura 2. Evolución del consumo energético per cápita en China, Chile, India, España y Estados Unidos (EEUU).Fuente: (The World Bank, 2010)

Particularizando para el caso de España se encuentra una estructura de generación eléctrica en 2013 (hasta abril) compuesta en un 48,1% de fuentes renovables y un 51,9% de fuentes no renovables. Dentro de la fracción renovable el 3% corresponde a energía solar (PV y CSP) con el porcentaje restante suministrado por energía eólica (25,5%), térmica renovable¹ (2%) e hidráulica (17,6%). La Figura 3 recoge los datos mencionados de una manera más visual, incluyendo también las estimaciones para el mes de abril de 2013. (Red Eléctrica de España, 2013)

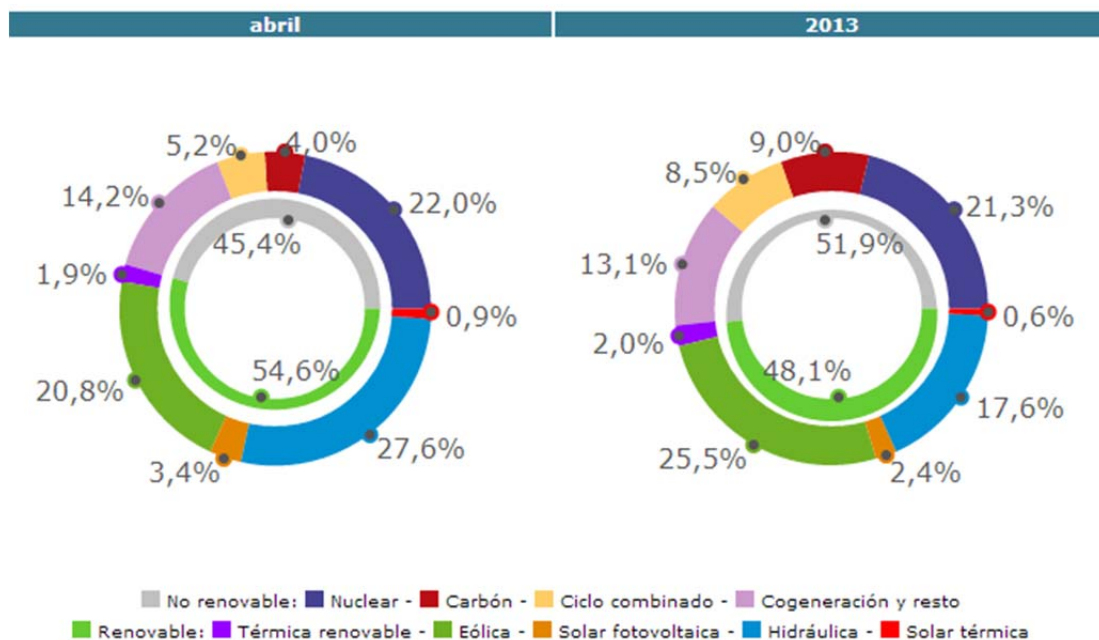


Figura 3. Estructura de generación eléctrica en España consultada el 16/04/2013. Fuente: (Red Eléctrica de España, 2013)

A continuación se comentan brevemente las principales fuentes de energía renovable presentes en el mix energético español:

- La energía eólica,
- La energía hidráulica,
- La energía solar.

¹ Incluye biomasa y geotérmica

1.1.2. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica se fundamenta en el uso de la energía cinética presente en las masas de aire en movimiento. El viento se genera a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte del sol. Las diferencias de densidad del aire situado sobre las distintas superficies terrestres provocan corrientes que serán aprovechadas por distintas tecnologías eólicas.

Las primeras tecnologías claramente documentadas de aprovechamiento de la energía eólica datan del siglo I de la era común instalada como propulsora de un órgano (Drachmann, 1961). Más adelante (siglo VII) aparecen molinos de viento de eje vertical con hojas rectangulares utilizados para moler trigo o para la extracción de agua (al-Hassan, 1986).

En Europa los primeros molinos de viento se construyen en Francia e Inglaterra en el siglo XII y de aquí se expanden al resto del continente. Sin embargo, la tecnología moderna de aprovechamiento de la energía eólica para la producción de electricidad empieza a desarrollarse a partir de 1979.



Figura 4. Parque eólico en Cataluña, España. Fuente: (EuropaPress, 2009)

Desde entonces las plantas de potencia eólicas, más conocidas como parques eólicos han pasado a formar parte del mix energético de los países con capacidad de recurso y económica para su instalación, como se puede apreciar en la Tabla 1.

Tabla 1. Capacidad instalada de energía eólica en los 10 países con mayor potencia. Fuente: (World Wind Energy Association, 2008)

País	Capacidad de la energía eólica (MW) en 2009
Estados Unidos	33
Alemania	25
China	20
España	18
India	11
Francia	5
Italia	5
Reino Unido	4
Dinamarca	3
Portugal	3

La mayor problemática de la energía eólica es la variabilidad y difícil predicción del recurso. Aunque los modelos de previsión de las corrientes de viento han mejorado con el desarrollo de la energía eólica resulta complicada la estimación de producción día a día (requisito de las redes eléctricas nacionales). Además, los aerogeneradores están limitados por un techo de viento. En caso de exceso de este recurso se procede al paro de la maquinaria para evitar daños en las estructuras.

Las oscilaciones de producción provocadas por lo mencionado previamente fuerzan a las redes eléctricas a suplir la generación de energía mediante otras tecnologías. Las plantas de potencia convencionales (i.e. nucleares, carbón, gas) han de absorber rápidamente estos transitorios.

El funcionamiento de los aerogeneradores actuales es sencillo. Las corrientes de aire inciden sobre las palas (álabes) del rotor induciendo una fuerza sobre estos y haciendo que se genere rotación en el eje. Este eje está acoplado a un multiplicador en el que se ajusta la velocidad de transmisión hacia el generador

eléctrico. Una vez en el generador, la energía mecánica del eje secundario se convierte en energía eléctrica que se evacúa del aerogenerador por cables conductores eléctricos.

En la Figura 5 se puede apreciar el corte longitudinal de un aerogenerador con las partes que lo componen. Los parques eólicos se componen de gran cantidad de aerogeneradores como el mostrado en la figura.

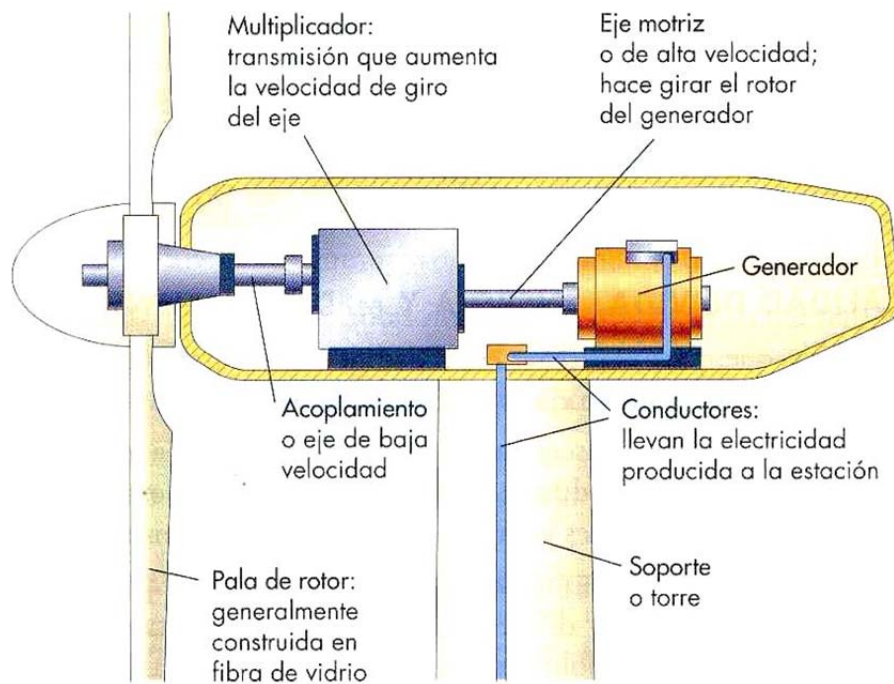


Figura 5. Esquemización de un aerogenerador. Fuente: (Renovables Energía, 2009)

1.1.3. ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica se fundamenta en el aprovechamiento de la energía contenida en aguas en movimiento o en altura. Los inicios del uso de la energía del agua se remontan a Mesopotamia y al antiguo Egipto. Desde el IV milenio antes de Cristo se utilizaban mecanismos hidráulicos en la irrigación (U.S. Department of Energy, 2011).

A finales del siglo XIX se desarrolla el generador eléctrico, permitiendo el uso de las turbinas hidráulicas previamente diseñadas por el ingeniero francés Bernard Forest de Bélidor. Con esto da comienzo la historia del aprovechamiento de la energía contenida en el agua para generación eléctrica.

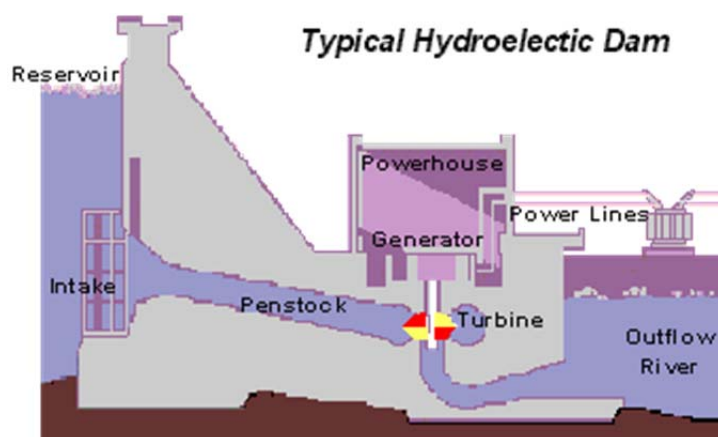


Figura 6. Esquema típico de una central hidroeléctrica. Fuente: (US Geological Survey, 2013)

Alrededor de todo el mundo se construyen presas para acumular el flujo de caudales de agua en las que se instalan turbinas que aprovechan la energía potencial del líquido almacenado (Figura 6). Aproximadamente el 24% de toda la energía mundial es generada gracias a las tecnologías hidráulicas contando con una capacidad instalada de 675 GW que producen aproximadamente 2,3 millones de GWh en forma de energía eléctrica. (Water Encyclopedia, 2010)

Tabla 2. Las 10 mayores plantas hidroeléctricas del mundo. Fuente: (Wikipedia, 2012)

Planta	País	Capacidad (MW)	Producción anual (TWh)
Presa de las Tres Gargantas	China	22500	80,80
Represa de Itapú	Brasil, Paraguay	14000	94,7
Presa de Xiluodu	China	13860	-
Central Hidroeléctrica Simón Bolívar	Venezuela	10200	46
Presa de Tucuruí	Brasil	8370	41
Presa de Grand Coulee	EEUU	6809	20
Presa de Longtan	China	6426	18,7
Central Hidroeléctrica de Sayano	Rusia	6400	26,8

Presa Hidroeléctrica de Karanoyarsk	Rusia	6000	20,4
Presa de Nuozhadu	China	5850	-
Robert-Bouassa	Canadá	5616	-
Churchill Falls	Canadá	5429	35

Existen varios tipos de turbinas que permiten el aprovechamiento de la energía hidráulica de los cuales destacan los siguientes tres tipos: turbinas Francis, turbinas Kaplan y turbinas Pelton.

El uso de las mismas depende de las características del salto de agua que se va a explotar. Las turbinas Francis se utilizan preferentemente en saltos de entre 2 y 200 metros. Las turbinas Kaplan se utilizan para saltos de 2 a 30 metros. Por último, las turbinas Pelton se instalan en saltos de aproximadamente 250 metros de altura. (HKRE, 2011). La Figura 7 muestra una turbina de tipo Kaplan con control de acceso del flujo radial para mejorar su eficiencia.

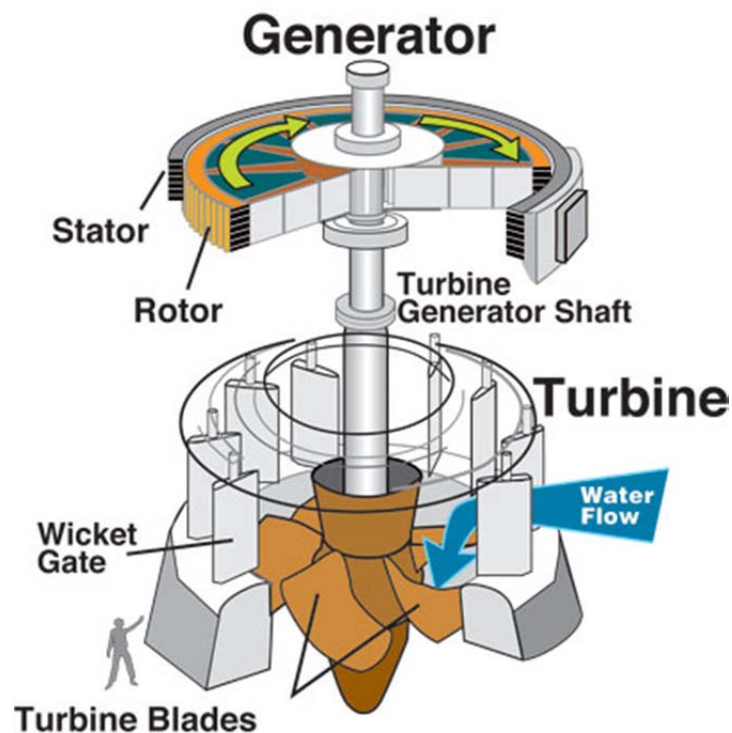


Figura 7. Turbina típica de tipo Kaplan para instalación en centrales hidroeléctricas. Fuente: (US Geological Survey, 2013).

1.1.4. *ENERGÍA SOLAR*

La energía solar se basa en el aprovechamiento directo de la energía contenida en los rayos de sol que inciden en la tierra. Existen dos grandes ramas dentro de las tecnologías de aprovechamiento solar: la fotovoltaica y la térmica.

Las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar cubren un gran rango de funciones. Es posible encontrar tecnologías solares en sistemas de bombeo de agua, en sistemas de alimentación eléctrica aislados de la red, en plantas de producción de potencia de baja, media y alta capacidad, en producción de agua caliente sanitaria (ACS), en desalación de agua marina, en depuración de aguas contaminadas, etc. Cada una de estas tecnologías hace uso de los rayos solares incidentes en la tierra pero no todas los aprovechan de la misma manera. La tecnología de concentración solar hace uso útil únicamente de los rayos que provienen directamente del sol, denominados irradiación normal directa. Por el contrario, existen tecnologías fotovoltaicas capaces de aprovechar los rayos del sol que en el recorrido sol-panel han impactado moléculas de gas, objetos o superficies sólidas.

La motivación de este proyecto de fin de carrera reside en el reciente desarrollo de las tecnologías solares como fuente comercialmente de energía eléctrica. Su rápido evolución y variedad de ramas de investigación suscita el interés por su desarrollo y comprensión.

En la actualidad existen varios tipos de centrales térmicas solares de producción de electricidad que funcionen a nivel comercial. Entre ellas destacan las centrales térmicas de receptor cilindro parabólico, las centrales térmicas de torre con receptor central, las centrales térmicas de tipo Fresnel y las centrales térmicas compuestas por combinaciones de disco – Stirling. Las centrales térmicas de torre con receptor central son de las más utilizadas para centrales de potencias medias – altas en la actualidad. El fluido de trabajo más extendido dentro de las centrales de torre es la sal fundida.

La existencia de problemática relacionada con el impacto ambiental y visual que tienen las centrales térmicas solares debido a la extensión cubierta necesaria para desarrollar potencias medias (10-25 MW) hace que el enfoque del proyecto se dirija hacia configuraciones de campo más compactas y eficientes.

Dado que el informe se centra en la tecnología solar térmica una descripción detallada de la energía solar puede encontrarse en el capítulo *2.1.La Energía Solar*, dentro de los aspectos generales.



1.2.OBJETIVOS

Tan solo cinco países en todo el mundo (Alemania, China, España, Estados Unidos e India) cuentan con centrales térmicas solares de receptor central dedicadas a la producción de electricidad. Dichas centrales presentan un variado conjunto de combinación de tecnologías: configuraciones de campo de heliostatos, tipos de receptor, fluidos de trabajo, sistemas de almacenamiento, sistema de producción de potencia.

El objetivo del proyecto de fin de carrera *“Comparación de las configuraciones de torre única multitorre en una planta térmica solar de receptor central operada con sales fundidas y sistema de almacenamiento”* es analizar el impacto de la configuración del campo de heliostatos, torre única o multitorre, en la producción energética (electricidad) de la central.

Siguiendo este objetivo global se establecen diversos objetivos parciales como se describe a continuación:

- Estudiar el impacto de la configuración del campo en las eficiencias ópticas de los heliostatos
- Analizar el sistema de reparto de la energía refractada por los heliostatos en la configuración multitorre
- Estudiar la evolución horaria y mensual de la energía térmica incidente en el sistema receptor en configuración de torre única y multitorre
- Caracterizar la potencia térmica absorbida por las sales fundidas que circulan por los receptores de la planta
- Obtener el ratio energía producida / área ocupada en las plantas estudiadas
- Facilitar el desarrollo de futuros trabajos sobre la configuración de campos de heliostatos multitorre, pues se trata de una configuración menos estudiada que la configuración de torre única actualmente utilizada.

A continuación se detalla la metodología utilizada para la consecución del objetivo global y de las metas parciales.

1.3. METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto se ha realizado en el departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos de la Universidad Carlos III de Madrid. Por ello, la metodología sugerida por el departamento es la que se ha seguido.

El camino recorrido durante el desarrollo del presente proyecto de fin de carrera comenzó con la búsqueda de bibliografía en las diferentes bases de datos al alcance del alumno.

A continuación se eligió la potencia eléctrica deseada basándose en los conocimientos aportados por la bibliografía. Con ello, se determinaron los parámetros iniciales del proyecto así como la localización del mismo para poder concretar los resultados. Se seleccionó la localización de Tabernas (Almería, España) como el emplazamiento de la planta solar. Dicha localidad fue escogida debido a la disponibilidad de datos de irradiación solar y a las óptimas condiciones meteorológicas.

La complejidad de los cálculos y principalmente su carácter repetitivo incitan a buscar el apoyo de herramientas de software matemático. De entre las ofrecidas por el centro docente (*Universidad Carlos III de Madrid*) se decidió elegir la hoja de cálculo y entorno de programación de MATLAB ®. Las ventajas de este software en su aplicación al presente proyecto son la facilidad para la programación de bucles e iteraciones, la rapidez de cálculo, las opciones de impresión de gráficas complejas y la facilidad para el manejo y guardado masivo de datos.

Posteriormente se almacenaron y analizaron los resultados de los distintos parámetros permitiendo la corrección y consolidación de las hipótesis iniciales.

Llegado este punto se hizo una comparación de las distintas alternativas existentes para obtener y resaltar las ventajas que presentan las configuraciones de torre única y multitorre.

Finalmente se redactó el presente documento en el que se reflejan todos los pasos plasmados en la metodología.



2. ASPECTOS GENERALES

2.1. LA ENERGÍA SOLAR

2.1.1. *EL RECURSO SOLAR*

Las tecnologías solares se basan en el aprovechamiento de la energía contenida en los rayos de sol que inciden sobre la tierra.

El sol es la fuente de la radiación solar, energía que usan todas las tecnologías solares como base de su funcionamiento. La radiación llega a la tierra como un conjunto de ondas de distintas longitudes e intensidades energéticas y antes de alcanzar a la superficie se ve afectada por la interacción con distintos elementos (ozono, oxígeno, vapor de agua, dióxido de carbono). Estas interacciones resultan en la separación de la radiación en distintas contribuciones, como es apreciable en la Figura 8.

Aquí, las contribuciones de la radiación solar a estudiar son (i) Radiación Normal Directa, (ii) Radiación Horizontal Difusa y (iii) Radiación Horizontal Global.

- i. La radiación normal directa (DNI, por sus siglas en inglés) es la cantidad de radiación medida en la superficie terrestre y recibida desde el sol y un pequeño anillo que lo circunda.

- ii. La radiación horizontal difusa (DHI, por sus siglas en inglés) se considera como toda la radiación solar, excepto la DNI, incluyendo la reflejada o dispersada por las nubes así como la reflejada por el suelo y que vuelve a ser reflejada hacia la tierra por las nubes.
- iii. La radiación horizontal global (GHI, por sus siglas en inglés) es la radiación hemisférica total (i.e. recibida desde todas las direcciones de una semiesfera) recibida en una superficie horizontal. Se define como la combinación de las anteriores y del ángulo cenital solar. ($GHI = DNI \cdot \cos(SZA) + DHI$)

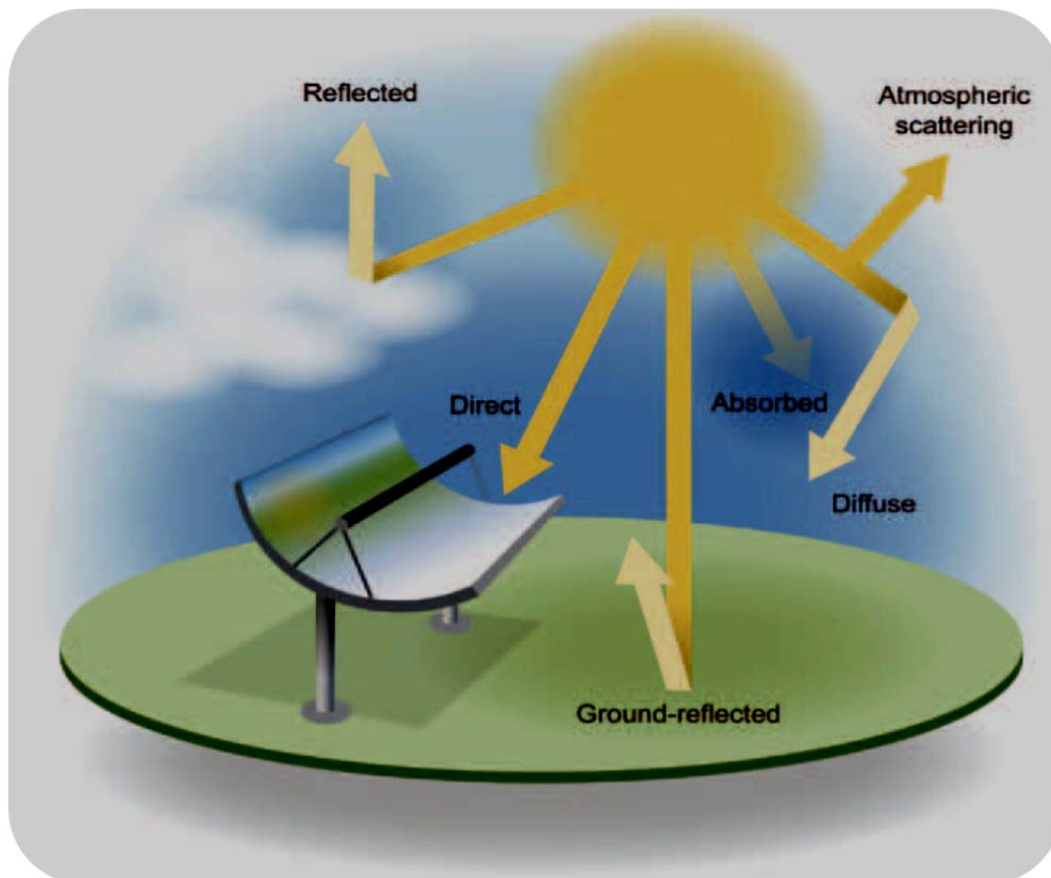


Figura 8. Contribuciones de la radiación solar como consecuencia de la interacción con la atmósfera. Fuente: (National Renewable Energy Agency, 2010)

El funcionamiento de una planta de torre de concentración para la generación de electricidad no es concebible sin su combustible principal: la energía solar directa o DNI. Los sistemas de concentración solar se basan en la disponibilidad de DNI, convirtiendo esta medida de la radiación solar en la base para el presente proyecto.

Sin embargo, en la actualidad se dispone de un gran abanico de tecnologías de aprovechamiento de la energía solar y no todas basan su funcionamiento en la disponibilidad de radiación directa.

2.1.2. TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR

Existen distintas tecnologías para aprovechar la radiación solar y convertirla en electricidad. La primera división se realiza entre las tecnologías fotovoltaicas (PV, por sus siglas en inglés) y de concentración (CSP, por sus siglas en inglés) con una única característica común: se nutren de la radiación solar.

La tecnología fotovoltaica utiliza las propiedades eléctricas de ciertos materiales que, al incidir la radiación solar sobre ellos, permiten generar electricidad de manera directa. Sin embargo, las tecnologías de concentración solar utilizan espejos para concentrar la radiación recibida en su superficie en un lugar concreto. Éste aumento de energía por unidad de área es el motor de las tecnologías CSP.

a. Solar Fotovoltaica

Hay una gran oferta de tecnologías fotovoltaicas comercialmente probadas en el mercado actual. Dichas tecnologías se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Tecnologías fotovoltaicas de capa fina (TF, por sus siglas en inglés)
- Tecnologías de Silicio cristalino.

La mayor diferencia entre TF y cristalino es la eficiencia de la placa. Las tecnologías cristalinas alcanzan mayores eficiencias que las de capa fina (cristalino hasta 24% frente a un 12% en capa fina). Sin embargo el TF es capaz de aprovechar la radiación difusa, ventaja aprovechable en los casos de integración de placas en la construcción de viviendas u otros edificios (BIPV, Building Integrated Photovoltaics por sus siglas en inglés).

Debido al enorme crecimiento de la demanda de las placas solares fotovoltaicas el coste de los paneles ha disminuido enormemente. El precio, la disponibilidad y la facilidad a la hora de su instalación hace que las tecnologías fotovoltaicas abarquen un gran sector de la industria de la energía solar.

A finales de 2011 la tecnología solar fotovoltaica mundial acumulaba una potencia instalada de 71,1 GW con la que se generaba una media de 85 TWh (European Photovoltaic Industry Association, 2013). A finales de 2012 se consigue romper la barrera de los 100 GW de capacidad, convirtiendo esta tecnología en la tercera fuente de electricidad propulsada por energía renovable atendiendo a la potencia instalada (European Photovoltaic Industry Association, 2012).

Las tecnologías solares fotovoltaicas convierten directamente la radiación solar incidente en electricidad gracias a las propiedades de ciertos materiales semiconductores. Los átomos en dichos materiales pueden pertenecer al grupo IV, a una combinación de los grupos III y V o II y VI de la tabla periódica (Figura 9).

																VIIIA
																2
																He
																4.003
																10
																Ne
																18
																Ar
																36
																Kr
																83.80
																Xe
																131.30
																At
																Rn
																(222)

Figura 9. Sección de la tabla periódica. Fuente: (ASDN, 2009)

De estos elementos, el más utilizado en las células fotovoltaicas es el silicio. Sin embargo existen gran variedad de paneles dentro de la oferta comercial global y cada uno de ellos utiliza una combinación de elementos distinta. Esta diversidad otorga una gran versatilidad a la hora de elegir la tecnología adecuada para cada caso. Las células fotovoltaicas presentan la estructura de la Figura 10. Estas células se unen entre sí en lo que se denomina módulos o paneles fotovoltaicos.

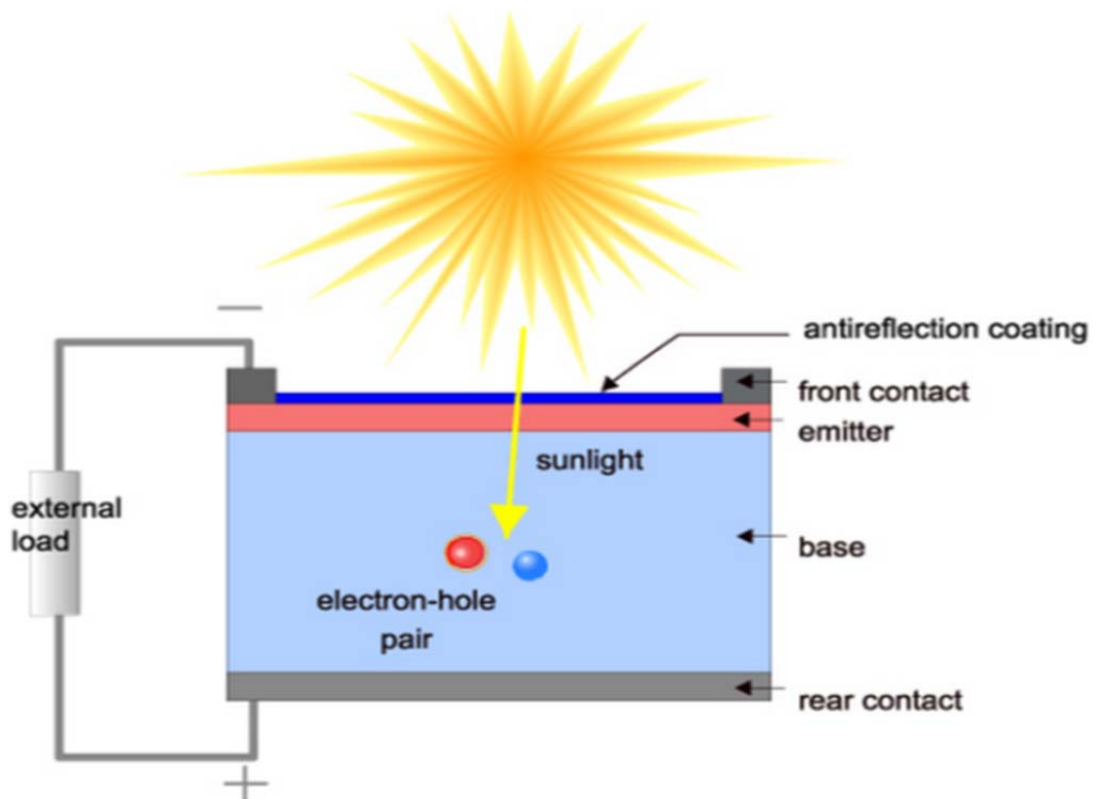


Figura 10. Sección de una célula fotovoltaica. (PV Education, 2012)

b. Solar Térmica

La tecnología solar térmica consiste en aprovechar el calor que generan los rayos del sol al incidir sobre los materiales. Dentro de la concentración solar se puede diferenciar entre aplicaciones de baja, media y alta temperatura.

Las tecnologías solares térmicas de baja temperatura (por debajo de 80° C) utilizan los rayos del sol sin previa concentración de los mismos. Las aplicaciones más comunes de este tipo de energía térmica solar son la generación o asistencia a la generación de Agua Caliente Sanitaria (ACS), el calentamiento de piscinas, ciertos usos industriales de baja temperatura, calefacción y refrigeración.

El rango de trabajo de tecnologías de alta y meda temperatura es superior a 100°C y sobrepasa (sujeto al fluido de trabajo) los 1200°C. Es aquí donde se encuentran las tecnologías capaces de generar electricidad a un nivel comparable al de los convencionales ciclos de vapor, ciclos combinados o ciclos de turbina de gas que son alimentados por combustibles fósiles o nucleares. Aun así, la producción de electricidad no es la única aplicación de la tecnología de concentración solar: la reproducción de ambientes térmicos extremos para el ensayo de materiales, la desalación de agua o simplemente la obtención del calor requerido por procesos industriales permiten su integración con CSP.

El funcionamiento general de cualquier tecnología de concentración solar para la producción de electricidad es sencillo: la radiación solar se concentra mediante la reflexión sobre un receptor en el que se transforma en calor. Dicho calor es utilizado para calentar un fluido de trabajo, el cual directa o indirectamente hace funcionar una turbina de la que se obtiene electricidad.

2.2. TIPOS DE CENTRALES SOLARES TÉRMICAS DE CONCENTRACIÓN

2.2.1. SOLAR TÉRMICA DE RECEPTOR CILÍNDRICO PARABÓLICO

El colector cilindro parabólico (CCP), está compuesto básicamente por un espejo cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola.

La radiación solar concentrada produce el calentamiento del fluido que circula por el interior del tubo receptor. La Figura 11 muestra un esquema de un CCP e ilustra su modo de funcionamiento.

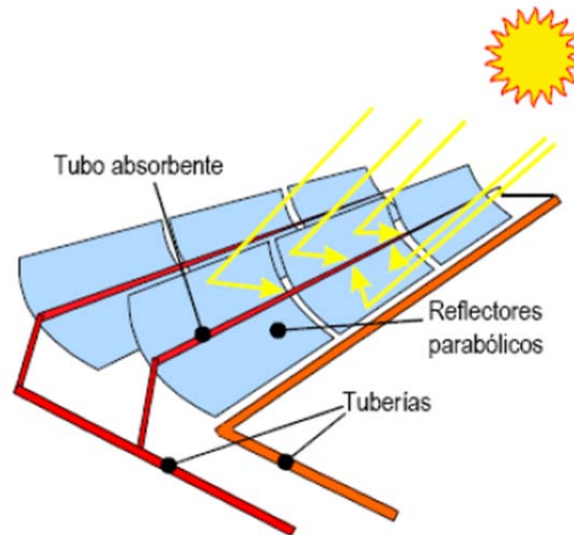


Figura 11. Esquemización de la tecnología de Colector Cilindro Parabólico. Fuente: (mi+d, 2009)

Los CCP pueden operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450 °C. Los elementos principales de un CCP son:

- El reflector cilindro parabólico
- El tubo absorbedor
- El sistema de seguimiento del sol
- La estructura metálica

A continuación se detalla cada uno de los elementos mencionados.

a. El reflector cilindro-parabólico

La misión del reflector cilindro parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar directa que incide sobre su superficie. Se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, la cual concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. La superficie especular se consigue a base de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le dota de suficiente rigidez.

b. El tubo absorbedor

El tubo absorbedor es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del colector. El tubo absorbedor de un

CCP puede constar de un único tubo o, más frecuentemente, de dos tubos concéntricos. En esta última un tubo de cristal rodea a un tubo interior metálico, por el que circula el fluido. El tubo de cristal tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de protegerlo de las inclemencias meteorológicas.

Por el interior del tubo receptor circula el fluido de trabajo. El tipo de fluido que se utiliza en los CCP depende de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($<200^{\circ}\text{C}$), se puede utilizar agua desmineralizada, o una mezcla con Etileno-Glicol, como fluido de trabajo. En cambio la opción más habitual es la utilización de aceite térmico, un aceite sintético que permite trabajar en temperaturas del orden de 300° y 400°C .

c. El sistema de seguimiento del sol

Un CCP, como cualquier sistema solar de concentración, solo puede aprovechar la radiación solar directa y esto exige que el colector esté provisto de un mecanismo de seguimiento solar que lo mueva a lo largo del día conforme el sol describe su trayectoria diaria en el cielo. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje. (Figura 12)

La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico que mueva al colector de acuerdo con la posición del Sol. Con el fin de abaratar costes y simplificar la construcción del CCP, un solo mecanismo de accionamiento mueve a varios módulos concentradores conectados en series y operados conjuntamente como un solo elemento (Figura 12)

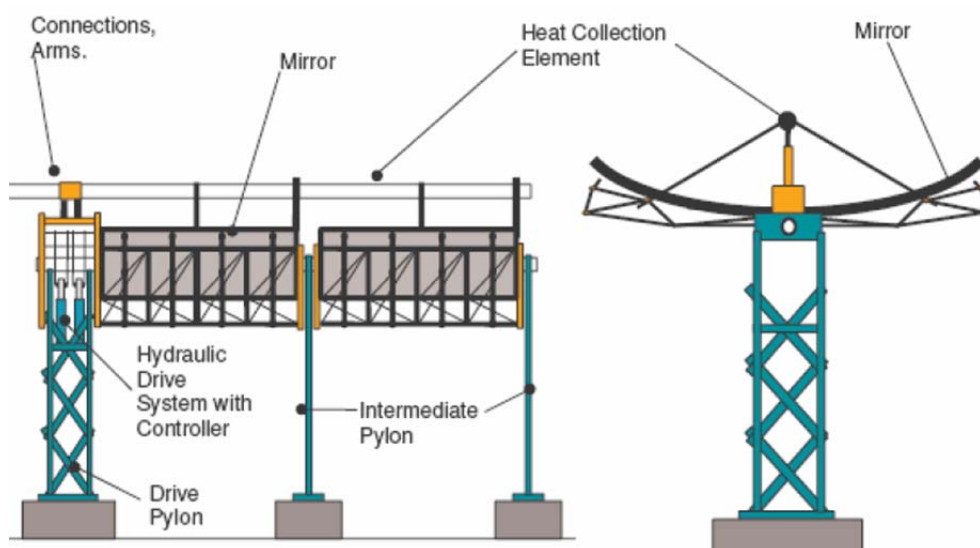


Figura 12. Sistema de seguimiento hidráulico en un CCP. (Labanda, 2011)

d. La estructura metálica

La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actúa de interfase con la cimentación del colector.

Todos los colectores CCP actuales usan estructuras metálicas.

2.2.2. SOLAR TÉRMICA FRESNEL

De los cuatro tipos de centrales termoelectricas desarrolladas hasta la fecha, teóricamente la eficiencia de las centrales Fresnel es la más baja, pero también su coste es el menor. Esta tecnología de concentración se ideó para solventar los problemas de los CCP pero está poco desarrollada en comparación a las demás y se han construido pocas plantas comerciales.

La concentración colectores lineales Fresnel se basa en el mismo principio que la generación directa de vapor mediante colectores cilindro-parabólicos. Unos espejos cuasi-planos adecuadamente orientados reflejan la radiación solar hacia un tubo absorbedor, por el que circula agua que se calienta hasta altas temperaturas, se convierte en vapor y llega a unas turbinas que producen electricidad. Es posible utilizar otros fluidos de trabajo distintos del agua.



Figura 13. Colector lineal Fresnel de la Plataforma Solar de Almería. Fuente: (PSA, 2010)

La diferencia principal respecto a un CCP radica en la forma del colector. Los colectores lineales Fresnel se componen de largas filas de espejos planos (con una

ligerísima curvatura) que actúan como lentes Fresnel y un tubo absorbedor que se encuentra a una considerable altura (de 7 a 10 m. por encima) como puede apreciarse en la Figura 13.

Las lentes Fresnel son más delgadas que las convencionales porque en lugar de conseguir la desviación de los rayos mediante la una única superficie curva del cristal entre los extremos y el centro, lo realiza con diferentes perfiles concéntricos. De esta manera, tanto la estructura como los espejos son más sencillos de construir y más baratos.

Los espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al Sol, para concentrar la luz en el tubo absorbedor que se encuentra encima de ellos. Este tubo absorbedor está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero que ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos.

Así pues, un colector linear Fresnel está formado por los siguientes componentes que se explicarán brevemente en los párrafos siguientes:

- Cimentación y estructura de soporte
- Sistema de seguimiento solar
- Reflector primario
- Tubo absorbedor
- Reflector secundario

a. Cimentación y estructura de soporte

La estructura del soporte del colector Fresnel es simple y ligera, construida mediante perfiles estándar de acero galvanizado. El proceso de instalación es el siguiente: primero se excava para tener una base de cemento armado en la que se sujetan los perfiles de acero galvanizado, tras montar la estructura, que suele tener el reflector primario a 1 m de suelo y el secundario a una distancia entre 7 y 10 m, se estabiliza con barras y tirantes. Después se montan los espejos y se comprueba que focalizan correctamente. Entonces se puede terminar de asegurar la estructura con lechada anti-contracciones en las uniones de las columnas con el suelo.

b. Sistema de seguimiento solar

Cada línea de espejos tiene una inclinación, pero al realizar el seguimiento del sol a lo largo del día todas las líneas realizan el mismo movimiento relativo. Es por esto que se pueden girar varias filas con un solo motor, que también se accionara cuando hay fuerte viento (espejos en horizontal), granizo (en posición vertical) o limpieza (también

en posición vertical para permitir el paso entre filas). En general todos los engranajes se someten a pruebas de resistencia en ambientes con polvo y arena.

c. Reflector primario

Los espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al sol. Son los encargados de reflejar y concentrar la luz del Sol en el tubo absorbedor que se encuentra encima de ellos, como se puede ver en la Figura 14.

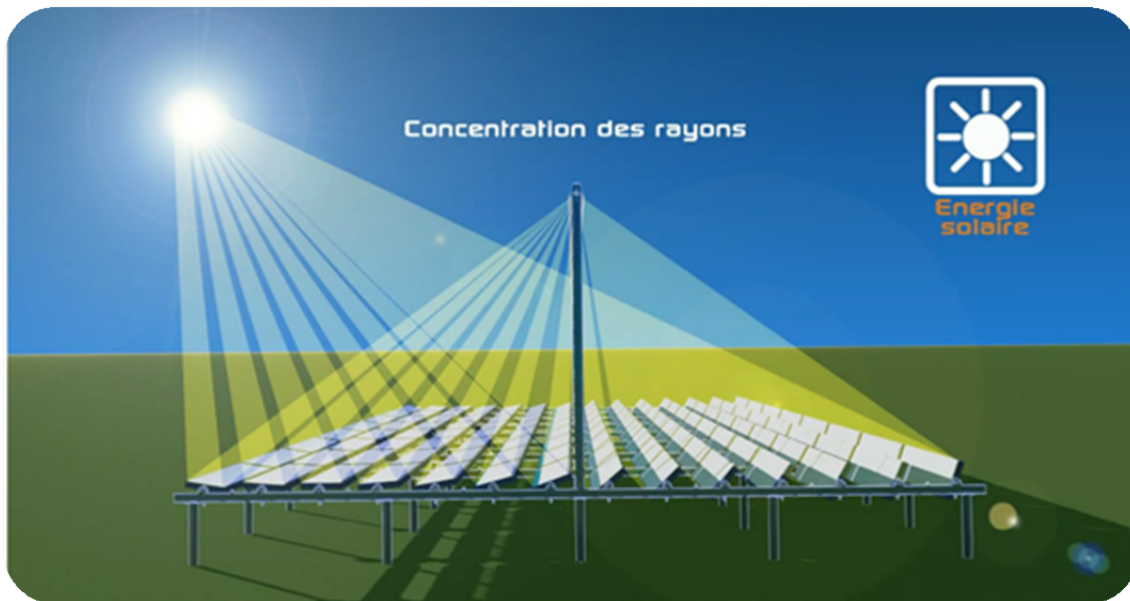


Figura 14. Trayectoria de los rayos de sol en colectores Fresnel. Fuente: (CNIM, 2012)

La principal razón por la que los espejos de un sistema Fresnel son más baratos que los CCP radica en la forma de uno y otro. Un espejo plano es mucho más sencillo de producir que uno curvado y, por lo tanto, su coste es menor.

No obstante, investigaciones recientes demuestran que los espejos funcionan mejor si tienen una ligerísima curvatura ($R = 30\text{m}$). La eficiencia óptica puede llegar a mejorar hasta un 13%. Esta curvatura se puede conseguir a través del curvado en frío, gracias a un sistema de vacío en el mismo lugar de montaje.

d. Tubo absorbedor

El tubo absorbedor está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero (reflector secundario) que ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos. Por el interior del tubo circula típicamente agua, que entra en estado líquido y atraviesa el colector, evaporándose y llegando a alcanzar los 270°C .

Un tubo absorbedor debe diseñarse atendiendo a los dos siguientes criterios:

- La transferencia de calor entre el absorbedor y el agua que circula por él debe ser la máxima posible. Esto se consigue gracias a la utilización de un material y un espesor adecuados. Un buen material es el acero 304 (AISI), con alto porcentaje de Cromo y Níquel.
- La distribución de Temperaturas a lo largo del tubo debe ser lo más uniforme posible. La distribución no uniforme acelera la degradación del material.

e. Reflector secundario

Se trata de un espejo que envuelve al tubo absorbedor y trata de aprovechar los rayos más oblicuos para así mejorar el rendimiento del sistema.

Una gran diferencia de los Fresnel respecto a los CCP es que no hay vacío ni soldaduras vidrio-metal en el tubo absorbedor. El tubo está dentro de una cavidad de pared de vidrio para evitar las pérdidas por convección pero hay aire y por tanto las pérdidas son inevitables. Para que las dilataciones del tubo (que pueden llegar a suponer 6 metros si el tubo es de 1 km) no afecten a la estructura, éste se sujeta con perfiles U a la cavidad.

La luz pasa por el vidrio de transmitancia cercana al 95%, para lo cual hay que proporcionarle un tratamiento antirreflejante. Una vez atravesado el vidrio, la luz puede llegar directamente al tubo o reflejarse en el espejo secundario que es de mejor calidad y está más limpio que el primario, de modo que refleja hasta un 95%. La forma de este reflector intenta que todos los rayos que le lleguen se reflejen hacia el colector.

2.2.3. SOLAR TÉRMICA DE DISCO PARABÓLICO

Los sistemas de discos parabólicos (DP), se componen básicamente de un reflector (o un conjunto de reflectores) con forma de paraboloide de revolución, un receptor situado en el foco de dicho paraboloide y un sistema de generación eléctrica compacto (motor o turbina más alternador), que suele formar un solo bloque con el receptor. La radiación solar concentrada por el paraboloide incide sobre el receptor, donde se convierte en energía térmica que permite generar electricidad en el sistema generador.

Los DP se caracterizan por un alto rendimiento, modularidad y autonomía. La aún insuficiente fiabilidad y su elevado coste constituyen los dos principales obstáculos para su estabilización en el mercado de generación eléctrica solar.



Figura 15. Disco parabólico con motor Stirling. Fuente: (Muñoz, 2010)

Los componentes de un sistema de discos parabólicos son:

- Concentrador
- Receptor
- Sistema de generación
- Estructura soporte y mecanismos

a. Concentrador

La forma de la superficie reflexiva en un sistema de este tipo es la de un paraboloide de revolución. El tamaño del concentrador dependerá tanto de la potencia nominal como de la energía a generar en un periodo de tiempo para unas determinadas condiciones de radiación solar y rendimientos asociados de los elementos que constituyen el sistema. El diámetro de la apertura puede oscilar entre los 7 m de los sistemas más antiguos y los 17 m de los desarrollos más recientes. Las relaciones de concentración llegan a alcanzar el valor de 3000.

b. Estructura y sistema de seguimiento

Un sistema de disco parabólico debe disponer también de una estructura soporte y un mecanismo de seguimiento al sol en dos ejes, con objeto de seguir la posición del sol en todo momento. Los dos tipos de montaje empleados son:

- Seguimiento en acimutelevación, en el que el movimiento se realiza según dos ejes, vertical y horizontal. Más simple desde el punto de vista constructivo.
- Seguimiento polar, en el que el movimiento en un eje es muy lento, pues sólo debe seguir las variaciones estacionales del sol, y el movimiento en el otro eje es a velocidad constante. La ventaja es que el control a realizar es más sencillo que en el seguimiento en acimutelevación.

c. Receptor

Los receptores empleados en los DP son receptores de cavidad (aunque el empleo de receptor externo presenta algunas ventajas para sistemas de baja temperatura), en los que la radiación concentrada entra por una apertura (situada en el foco del paraboloide) incidiendo posteriormente sobre el absorbedor. De esta forma se consigue disminuir las pérdidas por radiación y convección, así como homogeneizar el flujo radiante incidente sobre el absorbedor y reducir su valor máximo.

Hasta la fecha se han empleado dos tipos de receptores para los sistemas de discos parabólicos.

- Receptores de tubos directamente iluminados, que permiten una adaptación directa del calentador de los motores Stirling convencionales. En estos receptores el absorbedor está formado por un haz de tubos por donde circula el fluido de trabajo del motor. La radiación incide directamente sobre estos tubos y es transformada en energía térmica y transmitida al fluido de trabajo.
- Receptores de reflujo. Este tipo de receptores emplea un fluido intermedio para la transmisión del calor, un metal líquido (normalmente sodio), mediante su evaporación en la superficie del absorbedor y su condensación en los tubos por donde circula el fluido de trabajo. Al condensar el metal líquido, por gravedad regresa a la superficie del absorbedor. Actualmente se tiende a emplear este último tipo de receptores, por la mayor capacidad de transmisión de calor de los metales líquidos que conlleva una homogeneización de la temperatura del fluido de trabajo.

d. Sistema generador

El sistema generador está constituido por un ciclo termodinámico de potencia o máquina térmica y el generador propiamente dicho, que transforma la energía mecánica en electricidad.

El desarrollo de los sistemas de discos parabólicos ha estado muy ligado a los motores Stirling. En 1984, con un sistema de disco parabólico y un motor Stirling se consiguió el que sigue siendo el mayor rendimiento de conversión solar-eléctrico (29,4%) con un sistema de 25 kW eléctricos con hidrógeno como fluido de trabajo a 200 bar y una temperatura máxima del ciclo de 720 °C. El rendimiento térmico del motor Stirling fue del 41%. En la actualidad se comienza a emplear también ciclos de turbinas de gas, gracias al desarrollo de turbinas de gas de tamaño reducido y alto rendimiento. Las potencias de estos motores o turbinas suelen oscilar entre los 5 y los 25 kW, con rendimientos entre el 30% y el 40% (GEOCITIES, 2009).

2.2.4. SOLAR TÉRMICA DE RECEPTOR CENTRAL

Dentro de las tecnologías de producción de potencia a través de energía solar y por concentración de la radiación se encuentra, como ya se ha mencionado, la tecnología de campo solar con receptores centrales. El funcionamiento de esta tecnología se basa en un campo de heliostatos (espejos sobre estructuras) que concentra la radiación solar recibida en un área extensa de terreno sobre un receptor central (Figura 16). El receptor central esta elevado sobre el nivel de los heliostatos y su tamaño varía según las dimensiones del propio campo solar.



Figura 16. Campo de heliostatos y torre de la central Gemasolar. Fuente: (SENER, TORRESOL Energy, 2010)

Los elementos fundamentales de una central de receptor central son:

- El campo solar
- El receptor
- El circuito de almacenamiento térmico
- El bloque de potencia

a. Campo solar

El heliostato es el elemento principal del campo solar. Como recoge la Real Academia Española en el Diccionario de la lengua española el heliostato es el encargado de hacer que la radiación solar que incide sobre él sea redirigida hacia el receptor.

Heliostato: Aparato que, mediante un servomecanismo, hace que un espejo siga el movimiento diurno del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica.

El heliostato consta de una superficie altamente reflectante caracterizada por ser rígida, resistente a abrasión, a corrosión, ligera, antiadherente y con alta resistencia a impactos.

Esta superficie reflectante está unida a un soporte de acero inoxidable y aluminio con dos ejes que permiten su movimiento. Los encargados de hacer rotar al heliostato sobre estos ejes son motores eléctricos guiados por un sistema de control.

El conjunto de superficie reflectante, soporte y sistema de seguimiento puede apreciarse en la Figura 17.



Figura 17. Vista trasera y frontal de un heliostato SENER. Fuente: (SENER, 2007); (PSA, 2010)

Las configuraciones de los campos solares varían según el diseño de cada planta solar. Las más extendidas comercialmente son las plantas con campos solares circulares o en forma de lágrima alrededor de la torre del receptor (Figura 18).

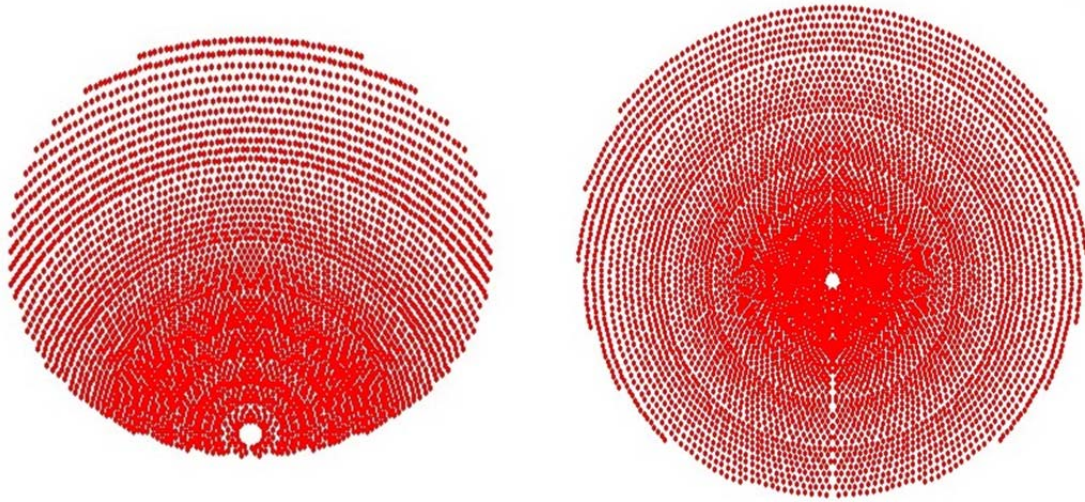


Figura 18. Configuraciones de campo solar de torre única. Lágrima o circular. Fuente: (Stine, y otros, 1986)

Sin embargo y como motivación para la realización de este proyecto de fin de carrera existen también configuraciones de campo solar en las que no existe una sola torre sino un conjunto de torres de menor tamaño. Es una opción relativamente novedosa que compañías como eSolar han llevado al sector comercial. La central solar Sierra Sun Tower hace uso de configuración de campo multitorre, como se detalla en *2.3.4. Sierra Sun Tower*.

El campo solar de las centrales de concentración multitorre está compuesto por heliostatos de menor tamaño. Gracias a esto las piezas de superficie reflectante pueden colocarse a razón de una por soporte, evitando la necesidad de estructuras de soporte complejas que tengan que asegurar más de una pieza. Las distancias heliostato-torre son menores que en las configuraciones de torre única, permitiendo una menor altura de las mismas y por lo tanto un menor impacto visual.

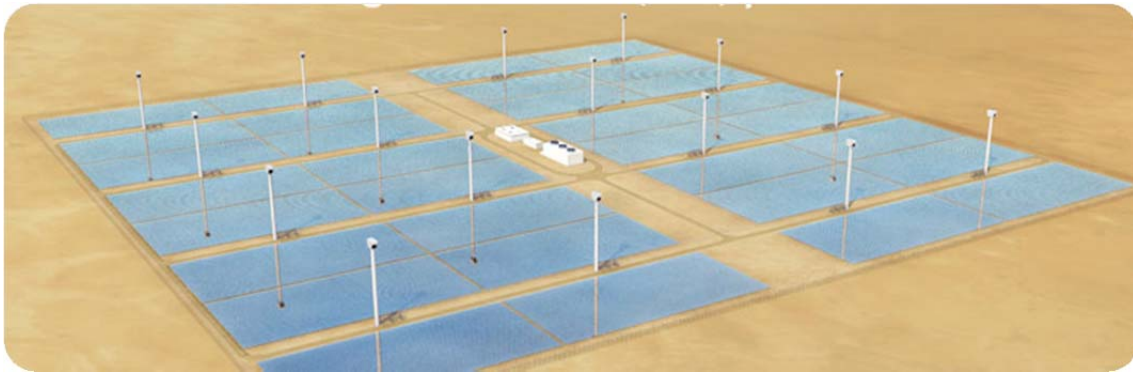


Figura 19. Receptores y campo solar en configuración multitorre. Fuente: (eSolar, 2013)

b. Receptor

El receptor de una central térmica es el entramado de tubos encargado de transferir la radiación concentrada por los heliostatos al fluido de alta temperatura. El receptor se sitúa en lo alto de una torre con una altura tal que maximice las eficiencias ópticas de los heliostatos (Figura 20). Las estructuras de las torres dependen del diseño de cada planta, siendo las más comunes estructuras metálicas y de hormigón armado.

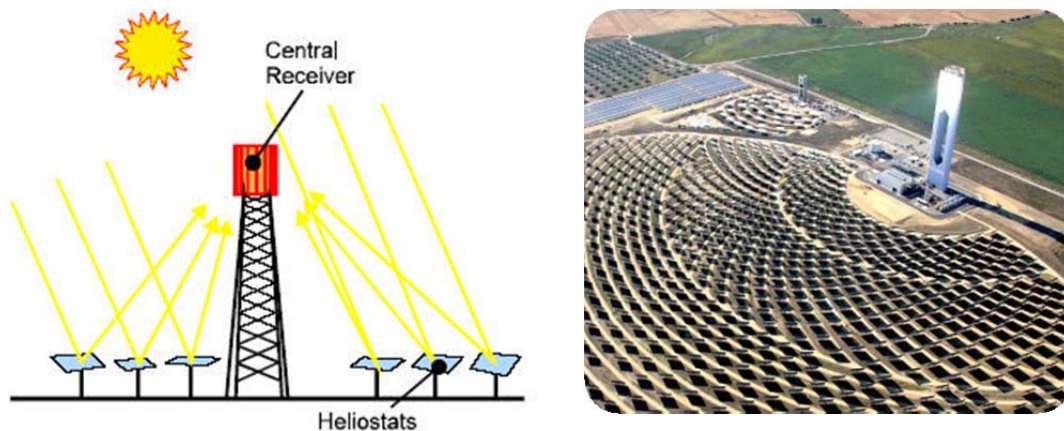


Figura 20. Esquema y fotografía de torres con receptor central. Fuente: (SolarPACES, 2011)

Dentro de la oferta comercial de receptores centrales existe una división principal: receptor direccional o no direccional. Dependiendo de la configuración particular de cada central térmica solar se elige entre estos dos tipos de receptor. Los receptores de tipo direccional solamente captan la radiación proveniente de los heliostatos que llegue siguiendo las direcciones preferentes. Sin embargo, los receptores no direccionales como el analizado en el presente proyecto de fin de carrera son capaces de captar la radiación proveniente de cualquier dirección.

Por el interior de los tubos del receptor circula el fluido de trabajo. Los fluidos que han sido utilizados hasta ahora como portadores de la potencia térmica son el agua, las sales fundidas, el sodio líquido y el aire. Para el desarrollo de este proyecto se han elegido las sales fundidas como fluido de trabajo debido a la compatibilidad de las mismas a la hora de actuar como fluido de trabajo y como fluido de almacenamiento térmico.

En la versión de torre de concentración no direccional, el receptor está compuesto por una serie de paneles de tubos sobre los que impacta la radiación reflejada por los heliostatos. La configuración de flujo más común establece que las sales fundidas entran por dos puntos situados al norte del receptor y forman dos flujos que recorren cada uno el semicírculo correspondiente (este u oeste) del receptor hasta salir por la sur del mismo.

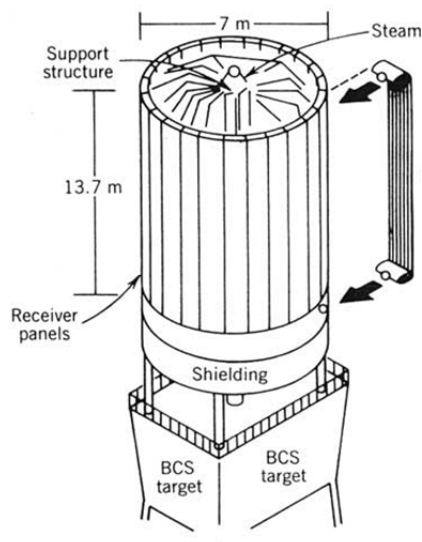


Figura 21. Esquema y fotografía de un receptor solar no direccional. Fuente: (Stine, y otros, 1986)

Nótese que la ilustración de la izquierda corresponde a un receptor solar de generación de vapor directa, distinto del que se utilizará en este proyecto basando en el calentamiento de sales fundidas.

El tamaño del receptor depende del tamaño del campo solar así como del punto de diseño que se elija.

El punto de diseño de una central solar es la radiación para la cual se decide el tamaño del receptor, del sistema de almacenamiento y del bloque de potencia. Es por tanto crucial elegir el punto de diseño de manera que la central no esté sobre ni subdimensionada ni sobredimensionada, maximizando la energía producida a lo largo del año.

En este proyecto, como se ha mencionado previamente, se pretende comprar la configuración de campo para una torre única o para varias torres de menor tamaño repartidas por el campo. Se deduce entonces que en la configuración de torre única se contará tan solo con un receptor de gran tamaño ubicado en el punto más alto de una torre de aproximadamente 140 metros. El tamaño de este receptor único ronda los 10 metros de alto y los 8 de diámetro (Collado, y otros, 2012).

Por otro lado, la configuración multitorre obliga a instalar un receptor en lo alto de cada una de las torres. Estos receptores se consideran réplicas a escala del receptor de torre única en cuanto a su geometría exterior (altura y diámetro) aunque mantienen el tamaño de los tubos y el espaciado entre los mismos.

c. Sistema de almacenamiento

Los receptores de ambas configuraciones tienen como labor convertir la irradiación de los heliostatos en energía térmica. En su configuración basada en el almacenamiento térmico mediante sales fundidas, el sistema está compuesto principalmente por:

- Tanque de sales frías
- Tanque de sales calientes
- Válvulas de expansión y de escape
- Cimientos de los tanques de sales
- Aislamiento de los tanques
- Calentadores sumergidos en los tanques

Todos estos elementos son comunes a las configuraciones de torre única y multitorre, diferenciándose tan solo en el circuito de circulación de las sales fundidas. La configuración de torre única agrupa comúnmente los elementos del sistema de almacenamiento y del bloque de potencia en los alrededores de la torre central. De esta manera, se minimizan las pérdidas por desplazamiento de las sales de un punto a otro de la planta.

Sin embargo la configuración multitorre consta con un bloque de potencia y un sistema de almacenamiento comunes para todos los receptores. Es decir, no hay un conjunto sistema de almacenamiento-bloque de potencia por torre o por grupo de torres. Las sales han de viajar desde el tanque de sales frías hasta los receptores y desde ellos, una vez calientes, hasta el tanque de sales calientes. Esto implica el diseño y construcción de un sistema de distribución de sales fundidas para cubrir los distintos recorridos. El punto de diseño de la torre o torres determina el flujo másico de fluido de trabajo que circula por los receptores y la energía térmica excedentaria que transporta



el fluido de trabajo durante las horas de insolación. En función de la energía térmica excedentaria se diseñan los tanques de almacenamiento. La función de los tanques de almacenamiento es acumular sales fundidas a dos temperaturas que típicamente son:

- 290°C en el tanque de sales frías
- 560°C en el tanque de sales calientes

Al tanque de sales calientes llega el flujo que ha sido calentado en los receptores hasta una temperatura de unos 560°C. Una vez en este tanque, una parte del volumen de sales se almacenará para producción nocturna y otra parte se dirigirá inmediatamente al bloque de potencia para producir electricidad. Éste último flujo de sales cederá calor al agua del ciclo Rankine hasta disminuir su temperatura a 290°C, después de lo cual se dirigirá al tanque de sales frías. Dependiendo de la hora del día y de la radiación solar este flujo se dirigirá de nuevo a los receptores o quedará almacenado en el tanque.

Las mencionadas sales fundidas que circulan por el sistema de almacenamiento térmico son sales de nitrato generalmente compuestas por un 60% en peso de NaNO_3 (nitrato de sodio) y un 40% en peso de KNO_3 (nitrato de potasio). La sal fundida puede utilizarse en el rango de temperaturas de 260°C a 612°C. Por debajo de 238°C comienza la cristalización y en el umbral de 221°C el material solidifica (Zavoico, 2001).

Es por esto que entre los elementos fundamentales del sistema de almacenamiento se incluyen unos calentadores sumergidos en los tanques. Ha de evitarse en todo momento que la temperatura de la sal provoque cambios su cambio fase. Para evitar la solidificación de la sales en el circuito de distribución y en el interior de los receptores ambos se drenan cuando la energía solar no es suficiente. De esta manera, todo el volumen de sales queda confinado entre en tanque de sales frías, el tanque de sales calientes y el bloque de potencia. Es aquí cuando entran en acción los calentadores de los tanques asegurando que las temperaturas de ambos son las correspondientes.

d. Ciclo de potencia

Cuando las sales fundidas salen del tanque de sales caliente se dirigen al intercambiador de calor del ciclo de potencia. El ciclo de potencia es la parte del sistema encargada de convertir la energía térmica almacenada en las sales en energía eléctrica para volcar a la red.

Los dos ciclos termodinámicos más utilizados en plantas de producción de potencia son:

- Ciclo Brayton de gas, cuyo fluido de trabajo más típico es el aire.
- Ciclo Rankine de vapor el cual trabaja con agua en estado líquido y vapor.

El ciclo Brayton

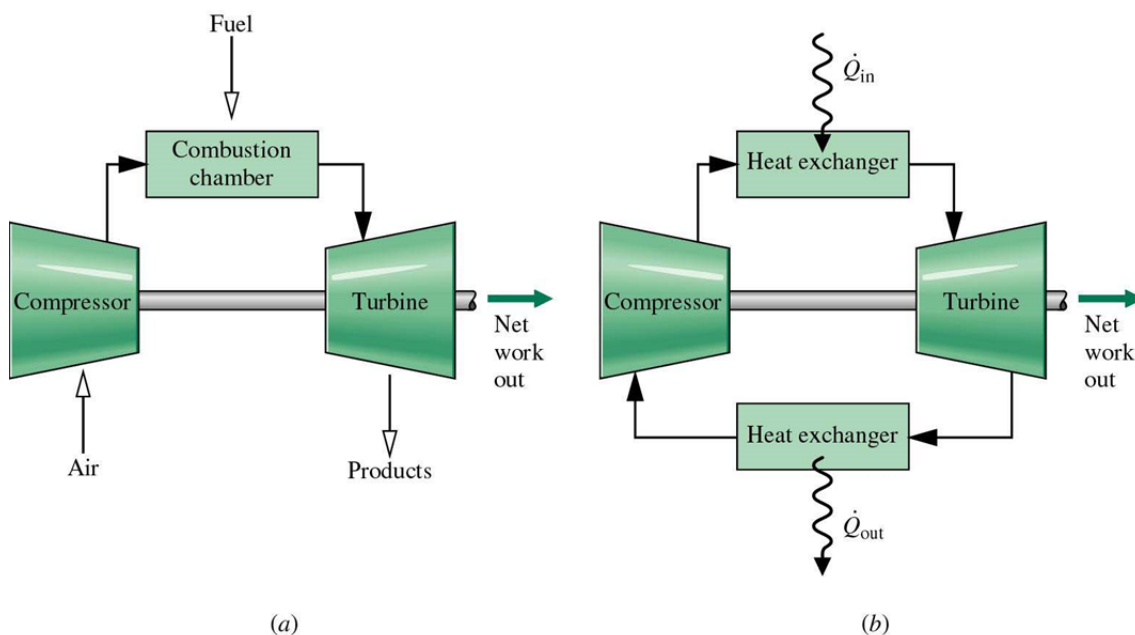


Figura 22. Simplificación esquemática del ciclo Brayton abierto (a) o cerrado (b).Fuente: (West Virginia University - Mechanical and aerospace engineering, 2010)

El principio básico del ciclo Brayton es la compresión y posterior adición de calor a un flujo de gas a altas presiones. Dicho flujo gaseoso a altas presiones se expande en una turbina que suministra trabajo mecánico útil. El ciclo puede ser abierto o cerrado, como se aprecia en la Figura 22.

- Ciclo abierto. La corriente de aire que circula por la turbina se ha pasado previamente por el compresor y por la cámara de combustión. La combustión se produce en el seno del mismo gas que posteriormente entrará a la turbina. Esto implica que el gas que sale de la turbina no es apto para recirculación, siendo entonces expulsado al exterior del ciclo.
- Ciclo cerrado. La corriente de aire que circula por compresor y turbina está aislada del exterior sin ser liberada hacia el ambiente. El calor se añade a través de un intercambiador de calor cerrado y se evacúa de la misma manera.

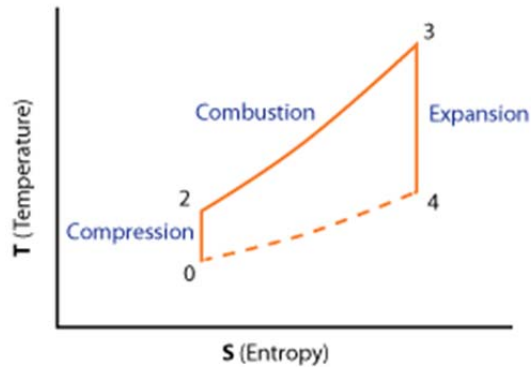


Figura 23. Diagrama T-S del ciclo Brayton abierto. Fuente: (WikiBooks, 2007)

El diagrama temperatura-entropía del ciclo Brayton simple y abierto puede apreciarse en la Figura 23.

El trabajo útil será la diferencia entre el trabajo realizado por la turbina de ciclo entre los puntos 3 y 4 y el trabajo requerido por el compresor del ciclo entre los puntos 0 y 2.

La propia turbina es la encargada de propulsar el compresor, al compartir eje con el mismo.

Existen centrales térmicas mixtas que aprovechan el calor solar y el poder calorífico del gas natural para propulsar un ciclo combinado de tipo Brayton-Rankine (Figura 24). En lo que concierne a este proyecto se utilizará únicamente la energía del sol como combustible por lo que el ciclo de potencia será un único ciclo. Se ha elegido que este ciclo sea el ciclo Rankine de vapor por ser el que mejor rendimiento ofrece en la actualidad para este tipo de centrales.

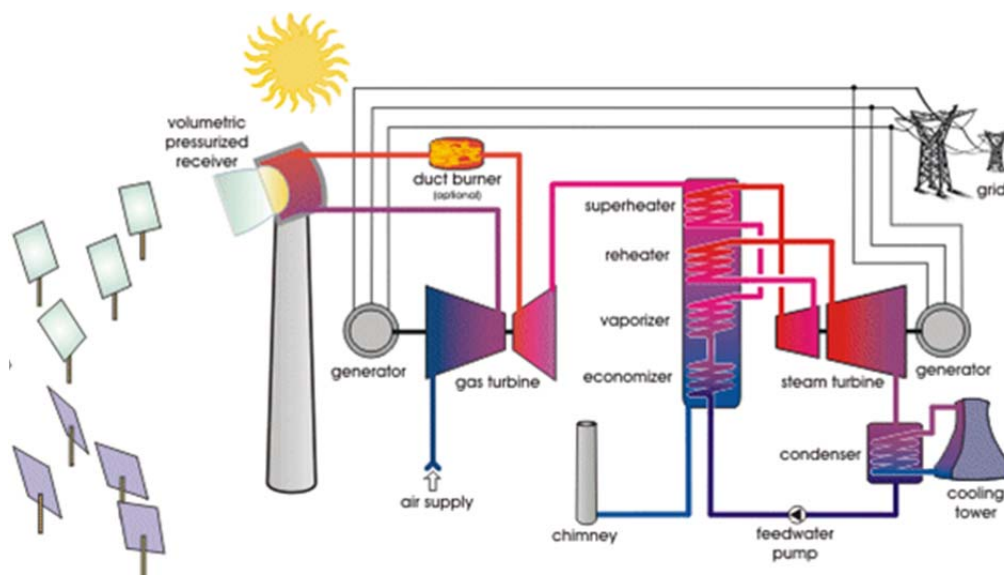


Figura 24. Esquema de central solar híbrida con combustible fósil para ciclo combinado Brayton-Rankine. Fuente: (Solar Thermal Power Plants - Technology Fundamentals, 2003)

Ciclo Rankine

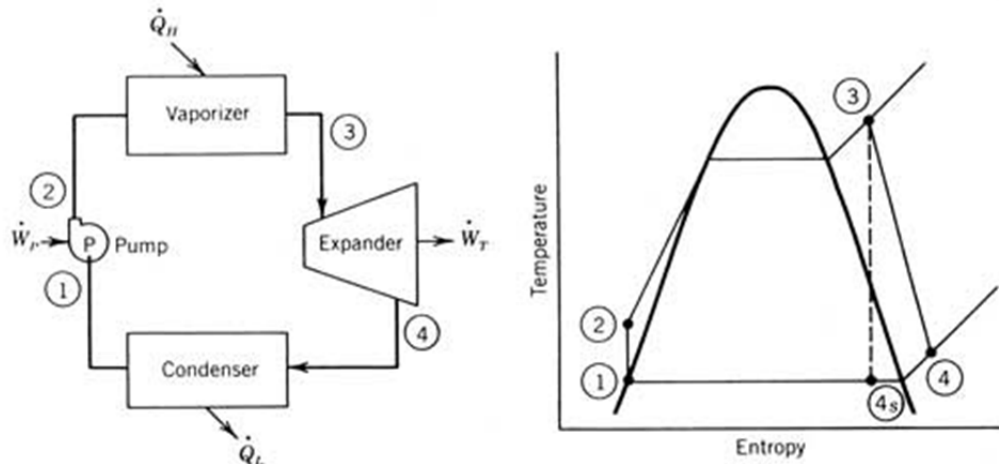


Figura 25. Esquema simplificado de ciclo Rankine simple y correspondiente diagrama temperatura-entropía. (Stine, y otros, 1986)

El ciclo Rankine (Figura 25) se basa en la adición de calor a una corriente de agua a alta presión hasta su cambio de fase de líquido a vapor. Una vez obtenido el vapor se hace pasar por una turbina para obtener trabajo mecánico útil.

El flujo másico de agua que circula por el ciclo es el mismo para todos los elementos. Entre los puntos (1) y (2) se aumenta la presión del agua 100% líquida mediante una bomba.

El generador de vapor es un intercambiador de calor en el que se produce la adición de calor al flujo de agua 100% líquida y subenfriada (2) para llevarla hasta agua 100% vapor y sobrecalentada se denomina intercambiador de calor generador de vapor, al que de aquí en adelante se referirá como 'generador de vapor'. A la salida del generador de vapor (3) la corriente accede a la turbina donde se reducirá su presión y temperatura que se transforma en energía mecánica que hará rotar el eje de la turbina, conectado a un generador eléctrico. La salida del flujo de la turbina (4) será enfriada y condensada en el condensador que es el intercambiador de calor encargado de la sustracción del mismo hasta que sus propiedades coincidan con las de (1), dejando el agua lista para volver a comenzar el ciclo. Este intercambiador de calor es comúnmente denominado condensador. El ciclo descrito previamente es el más sencillo de los posibles. Existe la posibilidad de aplicar tecnologías variadas como recalentamiento, sobre calentamiento, división de flujos, doble etapa de bombeo con regeneración y la combinación de todas las anteriores. Su utilización resulta en un aumento del rendimiento del ciclo y por tanto de la planta.

2.3. CENTRALES TÉRMICAS DE RECEPTOR CENTRAL

Entre los países que poseen centrales térmicas solares de receptor central comerciales construidas y en funcionamiento alrededor del globo podemos encontrar a España, E.E.U.U., India, Alemania y China.

2.3.1. PS20

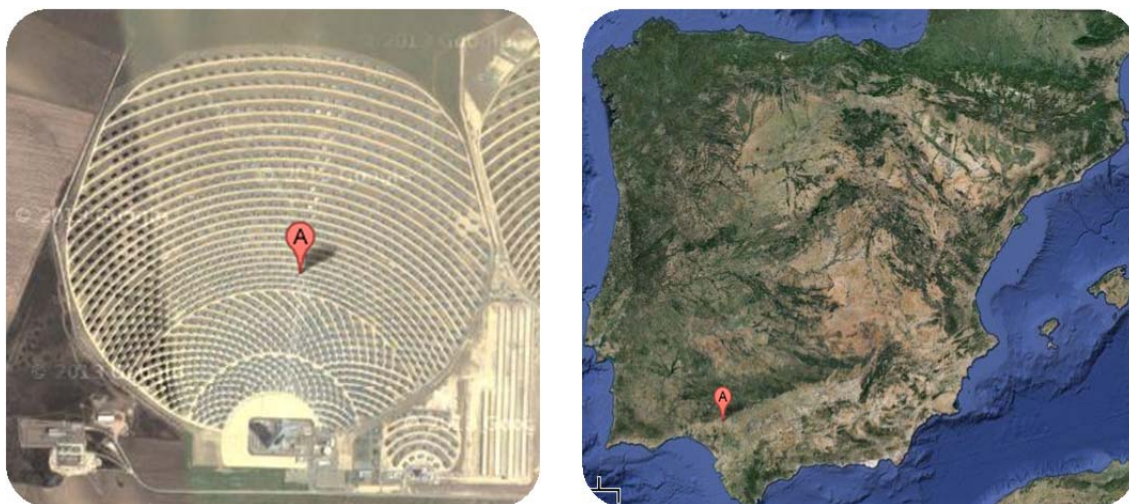


Figura 26. Vista aérea y localización de la planta PS20. Sevilla, España. Fuente: (Google Maps)

La planta de producción de potencia PS20 es la más potente del mundo con 20MWe producidos a través de la tecnología de torre con receptor central.

En 2009 entró en operación y desde entonces produce anualmente alrededor de 45 GWh eléctricos. PS20 no utiliza sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas, sino que en su receptor se genera vapor directamente utilizando la irradiación proveniente del campo de heliostatos.

En este caso la configuración del campo solar es en forma de lágrima, siéndola propia torre el elemento situado más al sur del campo de heliostatos.

Tabla 3. Características de PS20.

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
PS20 Solar Power Tower	10 MW	45 GWhe al año	Torre de vaporización directa	España

2.3.2. GEMASOLAR



Figura 27. Vista y localización de la planta Gemasolar. Sevilla, España. (Google Maps)

Gemasolar es la primera planta comercial que utiliza la tecnología de receptor central combinada con sistema de almacenamiento de sales fundidas. La planta es capaz de almacenar en las sales calor suficiente para funcionar un total de 15 horas en ausencia de radiación solar.

Con el sistema de almacenamiento térmico se consiguen elevar las denominadas horas equivalentes (horas al año durante las que la planta funciona al 100% de su capacidad) hasta 6500. Es decir, cada MW de potencia instalado produce anualmente 6500 MWh de energía eléctrica, una cifra muy superior a la alcanzada por plantas de producción de potencia a través de energía térmica solar que carecen de almacenamiento térmico.

Tabla 4. Características de Gemasolar.

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
Gemasolar	17 MWe	100 GWhe anuales	Torre con sistema de almacenamiento térmico de 15 horas	España

2.3.3. PS10



Figura 28. Vista y localización de la planta PS10. Sevilla, España. Fuente: (Google Maps).

PS10 es la primera planta comercial del mundo que hace uso de la tecnología de receptor central. Consta de 624 heliostatos con los que alcanza una potencia eléctrica de 11MW produciendo alrededor de 24GWh anuales.

Nótese la diferencia de producción de plantas de potencia de receptor central con y sin almacenamiento:

- Gemasolar, como se menciona en el apartado anterior consigue aproximadamente 6500 horas equivalentes al año. Es decir, cada MW instalado de potencia genera 6500 MWh al año. Esto se consigue gracias al sistema de almacenamiento térmico que permite a la planta funcionar durante los periodos de ausencia de energía solar (noche, días nublados, etc).
- PS10 carece de sistema de almacenamiento de larga duración por lo que sólo es capaz de producir energía eléctrica durante las horas de sol. Su capacidad de aprovechamiento de los MW de potencia instalados es sensiblemente menor que la de Gemasolar, aportando 2340 MWh anuales por MW de potencia instalado. Esta cifra representa tan solo un 36% de la energía producida por MW de potencia instalado de Gemasolar.

Los costes de construcción aproximados son 35 millones de euros para PS10 y 171 M€ para Gemasolar. Si se compara entonces PS10 y Gemasolar:

- Gemasolar tiene una potencia instalada de 17MW por lo que cada MW costó alrededor de 10 M€. El coste de la energía relacionado únicamente con la inversión inicial se sitúa entonces en 1,54€/kWh para un payback de un año.²
- PS10 tiene una potencia de 11MW por lo que cada MW costó 3,2 M€. El coste de la energía relacionado únicamente con la inversión inicial se sitúa entonces en 1,37€/kWh para un payback de un año.

Puede concluirse entonces que la inversión necesaria para Gemasolar fue más cara que para PS10 contando además con que ambas centrales son pioneras en sus tecnologías. Es necesario mencionar que esta comparación no está relacionada con la rentabilidad de la planta.

Tabla 5. Características de PS10

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
PS10 Solar Power Tower	11 MW	24 GWhe al año	Torre de vaporización directa	España

2.3.4. SIERRA SUN TOWER



Figura 29. Vista y localización de Sierra Sun Tower. California, Estados Unidos de América. Fuente: (Google Maps)

² Tanto para Gemasolar como para PS10 se considera el hipotético caso de que hubiese que recuperar la inversión en el primer año de funcionamiento. Se obvian además los costes de Operación y Mantenimiento (O&M) así como las posibles variaciones en el precio de la electricidad en las diferentes franjas horarias.

Sierra Sun Tower es la única planta de potencia con tecnología de torre central conectada a la red comercial de Estados Unidos (EEUU). Es una iniciativa conjunta de eSolar y General Electric en la que se demuestra la viabilidad de la tecnología a pequeña escala.

El tamaño de la planta es de 8 hectáreas (ha) y utiliza heliostatos de pequeño tamaño. Consta de 24000 frente a los 2650 de Gemasolar (185 ha). Al tener una densidad superficial de heliostatos de 3000 por ha frente a los 14,32 de Gemasolar posibilita el direccionamiento más exacto, la reducción de la altura de la torre y menor bloqueo y sombreado entre heliostatos.

La planta de potencia a estudiar en este proyecto es un intermedio entre Gemasolar y Sierra Sun Tower (SST). Por un lado el sistema de torres y heliostatos es análogo al de SST: heliostatos de tamaño reducido con una gran densidad superficial de los mismos en el campo y múltiples torres aproximadamente 10 veces más pequeñas que las utilizadas en configuraciones de torre única (Gemasolar, PS10, PS20, etc.). Sin embargo, SST utiliza receptores de generación de vapor directa por lo que el almacenamiento térmico en caso de existir es auxiliar y de corta duración (gestión de transitorios).

En este proyecto se analizará el uso de configuración de campo análogo a SST con la variante del sistema de almacenamiento térmico: sales fundidas y 12h de funcionamiento en ausencia de luz solar.

Tabla 6. Características de Sierra Sun Tower.

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
Sierra Sun Tower	5 MW	11 GWh al año	Torre de pequeña escala de vaporización directa	EEUU

2.3.5. ACME SOLAR THERMAL TOWER

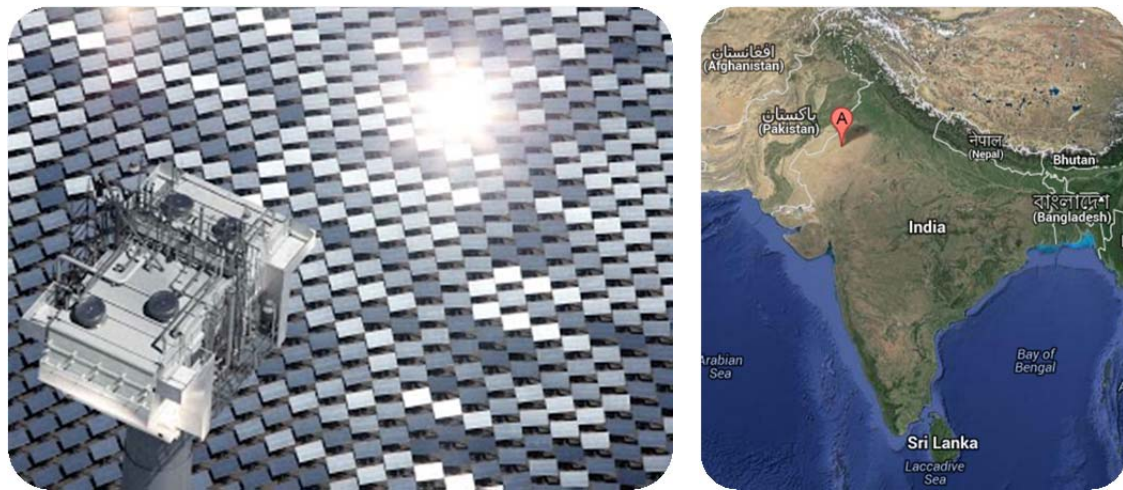


Figura 30. Visualización y localización de Acme Solar Thermal Tower. Rajasthan, India. Fuente: (Google Maps)

Acme Solar Thermal Tower es una instalación operacional desde 2012 construida para demostración del funcionamiento de la tecnología solar de torre en India. Dada su corta vida operativa no se ha estimado la producción anual de la planta.

La empresa ACME se alineó con eSolar para desarrollar un proyecto similar a SST. Dada la fácil modulación de esta tecnología la planta prevé ampliación de su capacidad hasta 10MW.

Tabla 7. Características de Acme Solar Thermal Tower

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
Acme Solar Thermal Tower	2,5 MW	No disponible	Torre de pequeña Escala	India

2.3.6. JÜLICH SOLAR TOWER



Figura 31. Visualización y localización de Jülich Solar Tower. Jülich, Alemania. Fuente: (Google Maps)

Jülich Solar Tower es una instalación experimental construida en Alemania. Consta con alrededor de 2000 heliostatos que concentran la energía del sol en un receptor cuyo fluido de trabajo es aire. El aire, calentado hasta temperaturas de 700°C transmite después su calor directamente al circuito de agua del ciclo Rankine para producir vapor.

La planta Jülich Solar Tower consta también de un sistema de almacenamiento térmico de una hora y media. Su función, como en la mayoría de plantas térmicas solares de receptor central que no utilizan sales fundidas es compensar los pequeños transitorios en la radiación solar debidos a nubes pasajeras.

Tabla 8. Características de Jülich Solar Tower

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
Jülich Solar Tower	1,5 MW	No disponible	Torre con receptor de aire	Alemania

2.3.7. YANQUING SOLAR



Figura 32. Visualización y localización de Yanqing Solar Power Station. Yanqing, China. Fuente: (Google Maps)

Yanqing Solar Tower es la primera planta de potencia solar térmica de receptor central de China. Con una subvención aproximada de 19 M\$ se consiguió construir una central térmica de generación de vapor directo y una potencia aproximada de 1 MW. El propósito de esta planta es la investigación y el desarrollo de la energía solar como fuente de energía eléctrica.

La planta consta de un sistema de almacenamiento de una hora para poder hacer frente a los transitorios de radiación solar provocados por nubes. El campo solar de la planta está formado por 100 heliostatos situados en una zona con radiación solar de 1290 kWh/m²/año. La temperatura del agua alcanza un máximo de 400°C en la torre de receptor central de 120 metros de altura.

Tabla 9. Características de Yanqing Solar Power Station.

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
Yanqing Solar Power Station	1 MW	1,95 GWh al año	Torre con generación de vapor	China

2.3.8. BEIJING BADALING



Figura 33. Visualización y localización de Beijing Badaling Solar Tower. Beijing, China. Fuente: (Google Maps)

Beijing Badaling está situada junto a Yanqing Solar Power Station. Su puesta en marcha coincide con la de Yanqing Solar (verano 21012) y además comparten campo de heliostatos. No se dispone de información concreta sobre sus características.

Tabla 10 Características de Beijing Badaling Solar Tower.

Nombre	Potencia Eléctrica	Producción estimada	Tecnología	País
Beijing Badaling	No disponible	No disponible	No disponible	China

3.EL CAMPO SOLAR

3.1.INTRODUCCIÓN

En el presente proyecto se estudian las diferencias entre centrales solares con configuración multitorre y con configuración de torre única. El campo solar de heliostatos es una de las grandes diferencias entre ambas configuraciones: la localización, distribución y orientación de los mismos tiene un impacto directo sobre la eficiencia óptica de la central termosolar y por tanto sobre la producción eléctrica de la planta. A continuación se definen las bases teóricas que describen la morfología y operación del campo solar de heliostatos para la configuración multitorre y para la configuración de torre única.

3.2.EFICIENCIA ÓPTICA

Tal y como se ha podido observar en capítulos anteriores, el campo solar es el primer elemento de la central térmica sobre el que incide la energía solar. Además, según estimaciones de Collado y colaboradores (Collado, y otros, 2012) el coste del campo solar corresponde aproximadamente al 50% de la inversión total y en él se pierde un

40% de la energía solar incidente. La distribución del campo solar da lugar a un balance complejo en el que se tiene en cuenta la atenuación, interceptación y el bloqueo y sombreado de unos heliostatos sobre otros como puede apreciarse en la Figura 34. La distribución de la mencionada ilustración hace referencia a un sistema de coordenadas en el que el eje X está orientado al Este y el eje Y hacia el norte mientras que el eje Z coincide con el eje de la torre siendo su sentido ascendente. Sean entonces tres los vectores unitarios característicos con origen en el heliostato: (i) vector \mathbf{s} con dirección la línea que une el sol con el heliostato y sentido hacia el sol, (ii) el vector \mathbf{n} con dirección coincidente con la normal del heliostato y con sentido tal que se aleja del mismo y (iii) el vector \mathbf{t} con dirección la del rayo solar reflejado y con su sentido dirigido al receptor de la torre.

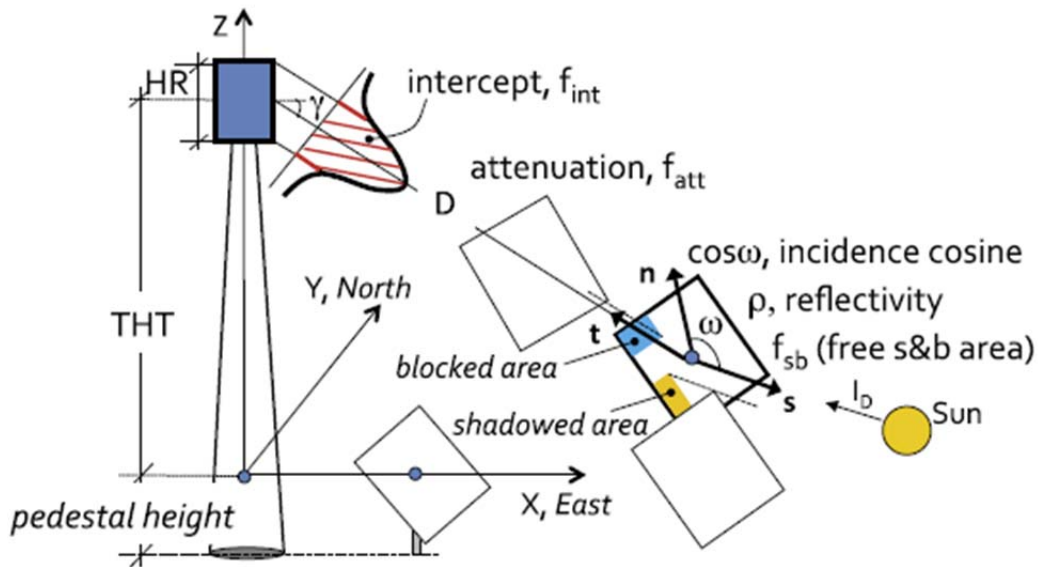


Figura 34. Elementos que intervienen en la eficiencia óptica del campo de heliostatos. (Collado, y otros, 2012).

Con estos conceptos se construye la denominada eficiencia óptica instantánea η :

$$\eta(x, y, t) = \rho \cdot \cos[w(x, y, t)] \cdot f_{at}(x, y) \cdot f_{int}(x, y, t) \cdot f_{sb}(x, y, t, \text{alrededores}) \quad (1)$$

Donde

ρ	Reflektividad del espejo
w	Ángulo formado por los rayos solares y la normal del heliostato
f_{at}	Factor de atenuación atmosférica

f_{int} Factor de intercepción

f_{sb} Factor de sombreado y bloqueo de heliostatos adyacentes

El coseno del ángulo formado por los rayos solares y la normal del heliostato es definido como el producto escalar de los vectores \mathbf{n} y \mathbf{s} ó \mathbf{n} y \mathbf{t} .

$$\cos[w(x, y, t)] = \frac{\vec{n}}{|\vec{n}|}(x, y, t) \cdot \frac{\vec{s}}{|\vec{s}|}(posición, t) = \frac{\vec{n}}{|\vec{n}|}(x, y, t) \cdot \frac{\vec{t}}{|\vec{t}|}(x, y) \quad (2)$$

Nótese que el vector \mathbf{s} depende de la *posición*, es decir, de la latitud y longitud del lugar geográfico en el que se pretende instalar la planta de potencia.

La reflectividad de los espejos depende de las características de los mismos y del nivel de limpieza que se aplique al el campo solar. Como valores genéricos se utilizará 0,88 para la reflectividad y un factor corrector de 0,95 referente a la limpieza de los espejos. Con esto, $\rho=0,88 \cdot 0,95=0,836$ se considera la reflectividad nominal de los espejos. (Collado, y otros, 2012)

El factor de atenuación atmosférica es función de la distancia al receptor. Este factor evalúa los efectos de la interacción de los rayos de sol con las moléculas presentes en el aire. Se evalúa este efecto en el espacio localizado entre los heliostatos y el receptor central. Las expresiones matemáticas utilizadas para calcular su valor son (3) y (4).

$$f_{att} = 0,99321 - 0,000176D + 1,97 \cdot 10^{-8} \cdot D^2 \quad (3)$$

$$f_{att} = e^{-0,0001106D} \quad (4)$$

La ecuación (3) para distancias inferiores a 1 kilómetro y la ecuación (4) para distancias mayores que 1 km. (Collado, y otros, 2012)

El factor de intercepción es función de las coordenadas x' e y' , contenidas en un plano perpendicular al vector \mathbf{t} y por lo tanto normal a la dirección del rayo solar que une el heliostato con el receptor. El origen de este sistema de coordenadas está situado sobre la dirección del vector \mathbf{t} . Forman un sistema ortogonal en el que el sentido del eje y' hace que se aleje del globo terráqueo. El eje x' tiene su sentido tal que su crecimiento positivo para un observador situado en el centro del heliostato es de

derecha a izquierda. Su definición matemática del factor de intercepción queda expresada en la ecuación (5).

$$f_{int} = \frac{1}{2\pi \cdot \sigma_{tot}^2} \int_{x'} \int_{y'} e^{-\frac{x'^2 + y'^2}{2 \cdot \sigma_{tot}^2}} dx' dy' \quad (5)$$

Siendo σ_{tot} la desviación típica total medida en el plano de la imagen formado por los ejes x' e y' y que se detallará más adelante.

Para proceder a la integración de la ecuación del factor de intercepción se aceptará una hipótesis respecto al receptor: su forma es esférica. De este modo el cuerpo geométrico que produce su proyección en el plano de la imagen es un círculo. Este círculo sigue la relación $x'^2 + y'^2 = r^2$ donde r será el radio del receptor esférico. Con esta simplificación se procede a hacer un cambio de variable para adaptar la integral a coordenadas polares.

$$\left\{ \begin{array}{l} x' = r \cdot \cos\theta \\ y' = r \cdot \sin\theta \end{array} \right\} \rightarrow f_{int} = \frac{1}{2\pi \cdot \sigma_{tot}^2} \int_0^r \int_0^{2\pi} e^{-\frac{r^2}{2 \cdot \sigma_{tot}^2}} \cdot r \cdot dr d\theta \rightarrow f_{int} = \frac{1}{2\pi} \left(1 - e^{-\frac{r^2}{2 \cdot \sigma_{tot}^2}} \right)$$

Aquí, se define la desviación típica total como:

$$\sigma_{tot} = \sqrt{D^2(\sigma_{sun}^2 + \sigma_{bq}^2 + \sigma_{ast}^2 + \sigma_t^2)} \quad (6)$$

Donde

D	distancia entre el centro del heliostato y el receptor
σ_{sun}	desviación típica de la distribución gaussiana equivalente a la forma del sol
σ_{bq}	desviación típica provocada por los defectos en el espejo
σ_{ast}	desviación típica del efecto astigmático
σ_t	desviación típica del seguimiento de los colectores

La σ_{bq} (desviación típica provocada por los defectos en el espejo) está relacionada con el error en la pendiente del mismo. Este error es provocado por las desviaciones en la curvatura del espejo y por las ondulaciones del material de la superficie reflectante.

Tanto el valor de la desviación típica por defectos en el espejo como el del seguimiento de los espejo se calcula de manera empírica. Se establece el el valor de éstos como 3,53 y 0,63 respectivamente. (Collado, y otros, 2012).

El denominado factor coseno es una parte fundamental en la determinación de la eficiencia óptica de cada heliostato. Es, como su nombre indica, el ángulo que forma el

vector \mathbf{s} con el vector normal a la superficie del heliostato. Por lo tanto el factor coseno depende de la posición del heliostato, de la posición del sol y de la posición del receptor.

Para el cálculo del factor coseno es necesario determinar los dos vectores mencionados previamente: \mathbf{s} y \mathbf{t} .

3.2.1. POSICIÓN DEL SOL

El planeta tierra gira alrededor del sol una vez cada 365,25 días en una órbita elíptica. Además, el planeta gira sobre sí mismo una vez cada 24 horas. El eje que domina esta rotación se encuentra desviado 23,45 grados respecto de la normal al plano que forma la órbita (Figura 35).

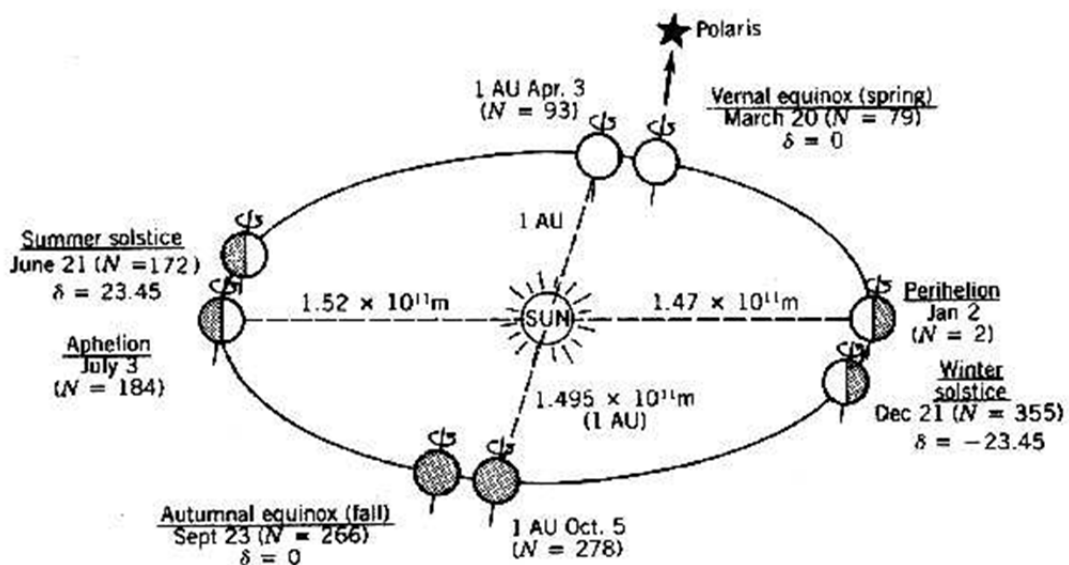


Figura 35. Órbita terrestre. Fuente: (Stine, y otros, 1986)

Puede concluirse contemplando lo anterior que la posición del sol respecto al centro de la Tierra es conocida para cada instante de tiempo. Sin embargo, es necesario desplazar el sistema de referencia desde el centro de la Tierra hasta una posición de "observador" localizada en su corteza y determinada por una latitud y una longitud.

Nótese que en este apartado la escala de tiempo considerada para determinar la posición del sol es la hora solar. La hora solar se caracteriza por que el hecho de que la posición más alta del sol según el observador se da a las 12:00 horas en un rango diario de 0:00 a 24:00 horas. Surge entonces el concepto de ángulo horario (Ω) que determina la posición de un observador respecto al meridiano paralelo a los rayos del sol en un instante determinado. El ángulo horario es positivo con el incremento horario,

como puede observarse en la Figura 36. Se puede definir analíticamente Ω con la ecuación (7) (Stine, y otros, 1986).

$$\Omega = 15 \cdot (t_s - 12) [^\circ] \quad (7)$$

Donde el tiempo (t_s) a introducir es la hora solar, previamente mencionada.

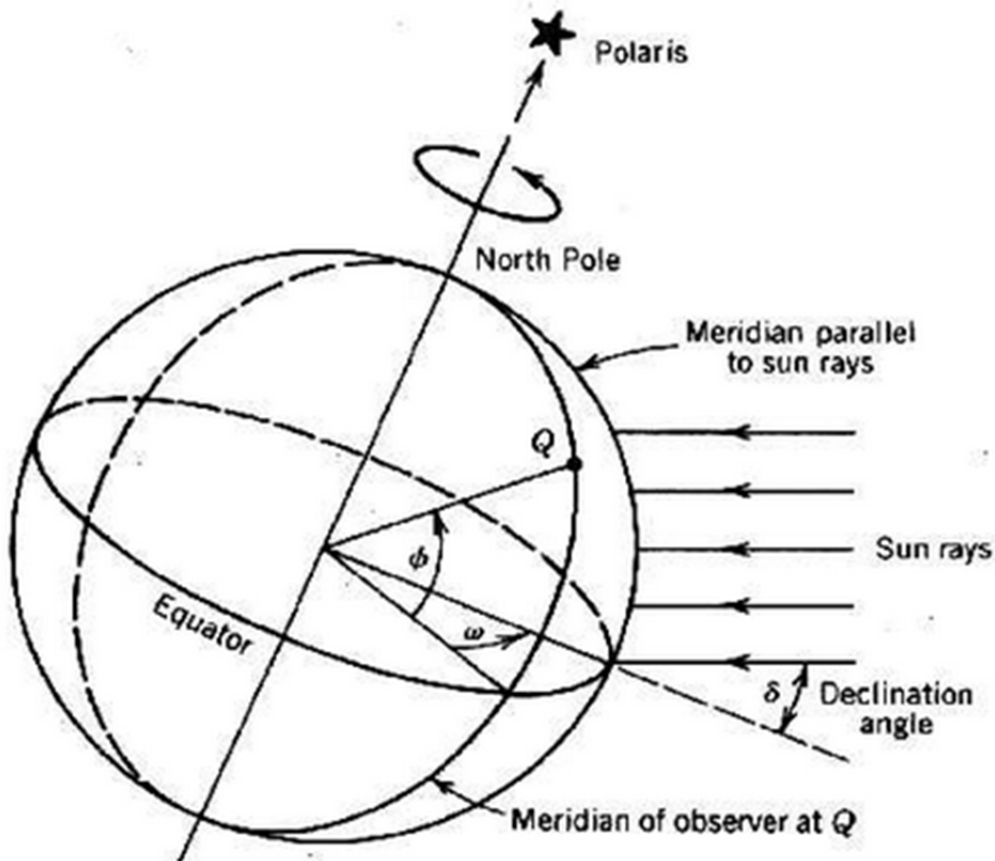


Figura 36. Definición gráfica del ángulo horario. (Stine, y otros, 1986)

Además en la figura se pueden apreciar tanto la latitud (ϕ) como la declinación (δ). Estos dos ángulos son, junto con el horario, los parámetros necesarios para construir el vector \mathbf{s} .

Se define la declinación como función del día del año (Stine, y otros, 1986):

$$\delta = \arcsen(0,3979 \cdot \cos[0,98563 \cdot (N - 173)]) \quad (8)$$

Donde N es el número de día del año contando desde el uno de enero.

Sobre la latitud cabe decir que depende de la localización elegida. Inicialmente se decidió debido a las grandes dimensiones del campo solar calcular la latitud exacta de cada uno de los heliostatos. Sin embargo, la reducción en el error no era comparable con el aumento del tiempo de cálculo. Por ello, la solución finalmente adoptada para el presente proyecto es la aproximación de la latitud y longitud de todos los heliostatos a la del centro del campo.

Una vez conocidos los ángulos que relacionan la posición del sol respecto del centro de la Tierra se pasa a un sistema de referencia situado en un observador en el centro del campo (punto Q de la Figura 37) y con ejes tales que uno es la dirección norte-sur y sentido norte, otro es la dirección este-oeste con sentido este y otro es el que determina la normal a la superficie terrestre con sentido hacia el cielo. Estos ejes determinan otra serie de ángulos, como se puede apreciar en la Figura 37.

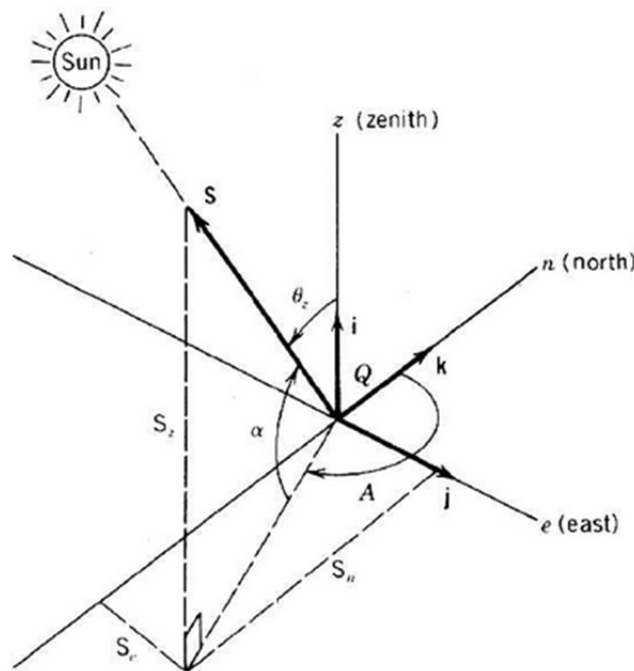


Figura 37. Sistema de coordenadas en el observador, vector s. (Stine, y otros, 1986)

Donde A representa el ángulo acimutal solar, α la altitud y \mathbf{s} el ya mencionado vector solar. Se calculará entonces el ángulo acimutal a través del ángulo de latitud, del ángulo de altitud y el ángulo horario. La ecuación (9) se utiliza para determinar el ángulo acimutal.

$$A = \arcsin\left(\frac{-\cos\delta \cdot \sin w}{\cos\alpha}\right) \quad (9)$$

Sin embargo, se debe hacer una comprobación que determine si la hora solar es anterior o posterior a las doce del mediodía. Se redefine entonces el ángulo acimutal como se muestra en la ecuación (10):

$$\begin{aligned} A &= 180^\circ - A \text{ para } \cos w \geq \left(\frac{\tan \delta}{\tan \phi} \right) \\ A &= 360^\circ + A \text{ para } \cos w < \left(\frac{\tan \delta}{\tan \phi} \right) \end{aligned} \quad (10)$$

Queda entonces definir el vector 's' en coordenadas del sistema de referencia descrito en la Figura 37. Sea el vector $s = s_z \cdot i + s_e \cdot j + s_n \cdot k$ donde cada una de sus componentes se define como:

$$\begin{aligned} s_z &= \sin \alpha \\ s_e &= \cos \alpha \cdot \sin A \\ s_n &= \cos \alpha \cdot \cos A \end{aligned} \quad (11)$$

En resumen, en el cálculo del vector s están involucradas la ecuación del ángulo horario (7), de la declinación (8), del ángulo acimutal (9), de su corrección (10) y de la estructura vectorial (11) propia de dicho vector.

3.2.2. DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO SOLAR

Los campos de heliostatos de las torres solares pueden estar distribuidos de diferentes maneras. Comparando la Figura 38 y la Figura 39 se aprecian distintas distribuciones de campo de heliostatos variando el espaciado entre las circunferencias concéntricas que contienen a los mismos. El efecto de esta variación sobre la eficiencia óptica de cada uno de los heliostatos y la diferencia en la extensión de la superficie ocupada por el campo de heliostatos son los factores relevantes en la motivación del presente proyecto.

Dentro de la Figura 38 se aprecian tres zonas diferenciadas: (i) la zona 1, con un incremento de radio entre las circunferencias en las que se emplazan los heliostatos de 0,866 veces la diagonal ($\Delta R = 0,866 \cdot DH$) y situados en el conjunto de circunferencias más cercanas a la torre (distancia horizontal torre-heliostato menos de 200m); (ii) la zona 2 y la (iii) zona 3 con un incremento de radio entre las circunferencias en las que se emplazan los heliostatos de 0,866 veces la diagonal y

situados en los conjuntos de circunferencias que presentan en sus heliostatos distancias horizontales heliostato-torre mayores de 200 m para la zona 2 y aproximadamente 400 m para la zona 3.

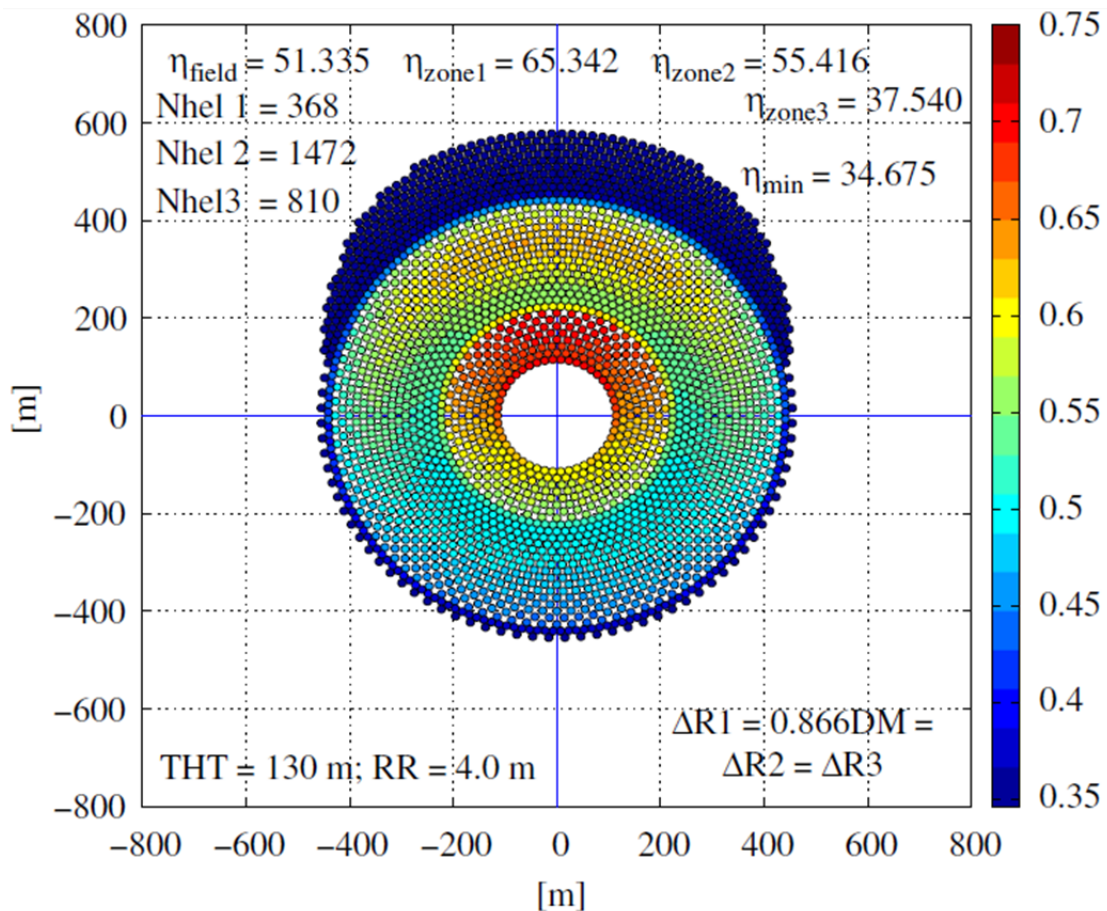


Figura 38. Campo solar de 2650 heliostatos. Espaciado constante de 0,866 veces la diagonal del heliostato entre seguidores. (Collado, y otros, 2012)

La división en zonas del campo solar de la Figura 38 y de la Figura 39 permite asignar a cada zona una eficiencia óptica media diferenciada. Así, en la esquina superior izquierda de las figuras se encuentra N_{hel1} , 2 y 3, parámetro que indica el número de heliostatos contenido en las zonas 1, 2 y 3 respectivamente. También se presenta en la esquina superior derecha la eficiencia óptica media de los heliostatos contenidos en cada una de las zonas ($\eta_{\text{zone1, 2 y 3}}$ según la nomenclatura de las figuras). Se indica además el espaciado radial entre circunferencias de heliostatos de cada una de las zonas (ΔR) en función de la diagonal del heliostato (DM) así como la altura total de la torre (THT) y el radio del receptor (RR).

Nótese que la escala de color de la barra situada a la derecha del campo solar de la figura ilustra la eficiencia óptica de cada heliostato.

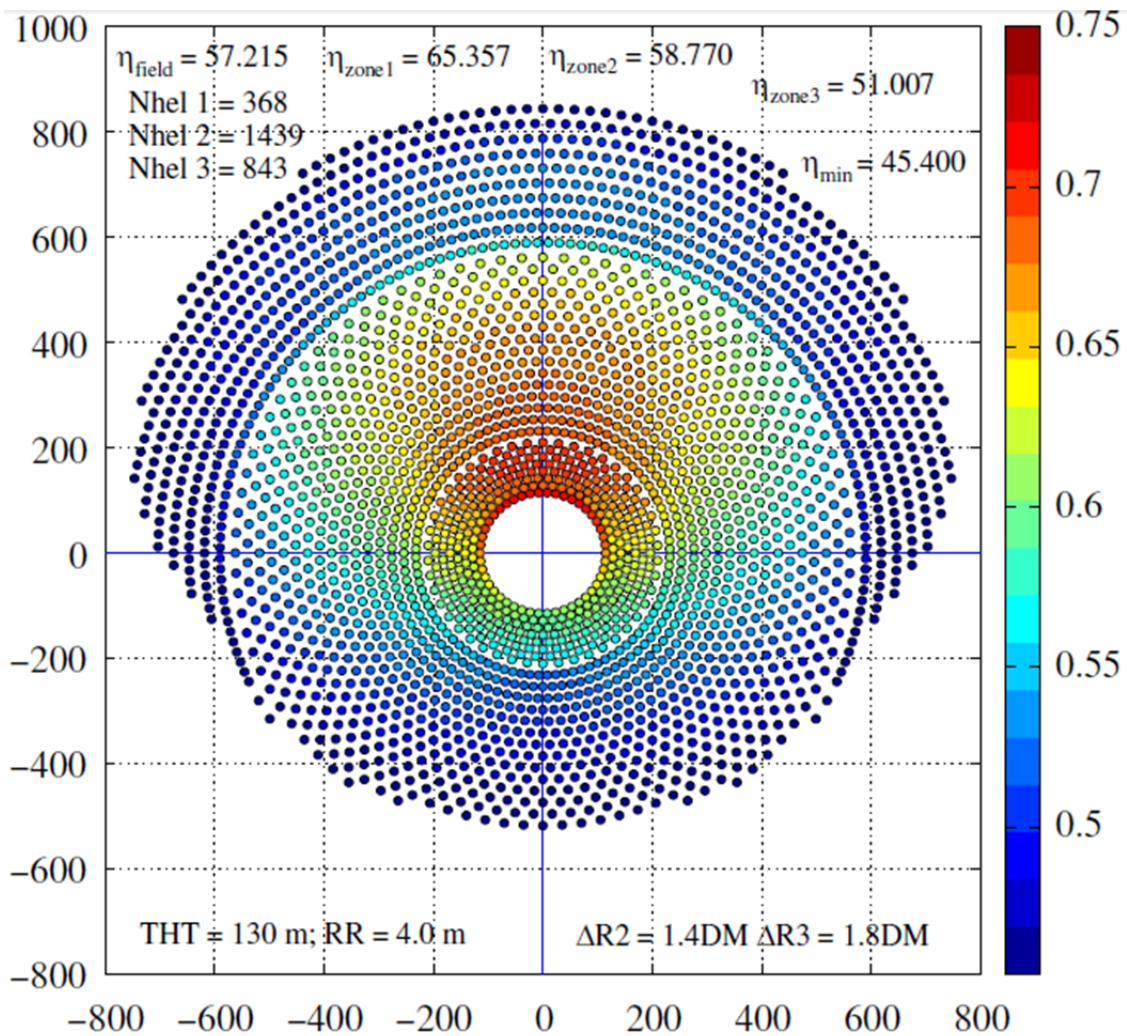


Figura 39. Campo solar de 2650 heliostatos. Espaciado variable de 1; 1,4 y 1,8 veces la diagonal del heliostato entre centros de heliostato. (Collado, y otros, 2012)

En el presente proyecto, dado que su objetivo último es la comparación de multitorre y torre única el factor de bloqueo y sombreado no está calculado con la proyección exacta de las sombras que arrojan unos heliostatos sobre otros. Por ello, la distribución del campo solar de la configuración de torre única se realizará con incremento constante del espaciado entre circunferencias de heliostatos, permitiendo una mayor compactación y reduciendo la distancia heliostato-torre sin hacer variar el efecto del bloqueo y sombreado en los espejos ($\Delta R1 = \Delta R2 = \Delta R3$).

La posición y orientación de los heliostatos se calcula mediante algoritmos que se programan en el software MATLAB. Para ello, se crean las funciones *CampoSolarMT(nh,nt)* y *CampoSolar(nh)* donde nh es el número de heliostatos de tipo SENER (propiedades en la Tabla 11) que se desea que tenga la central de torre única y nt es el número de torres que se desean instalar en la central multitorre. Estas funciones se describen en el Anexo I: Código de MATLAB.

Tabla 11. Características geométricas de los heliostatos usados en las simulaciones. Fuente: (Amos, y otros, 2011) (Collado, y otros, 2012)

	Alto (m)	Ancho (m)	Diagonal (m)	Área efectiva (m2)
Heliostato SENER Gemasolar	9,752	12,305	15,7	115,7
Mini-heliostato	1,667	1,667	2,358	2,779

En el caso de configuración con central de torre única el incremento de radio de las circunferencias viene definido por la ecuación (12) y gráficamente demostrado en la Figura 40.

$$\Delta R = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot DH \quad (12)$$

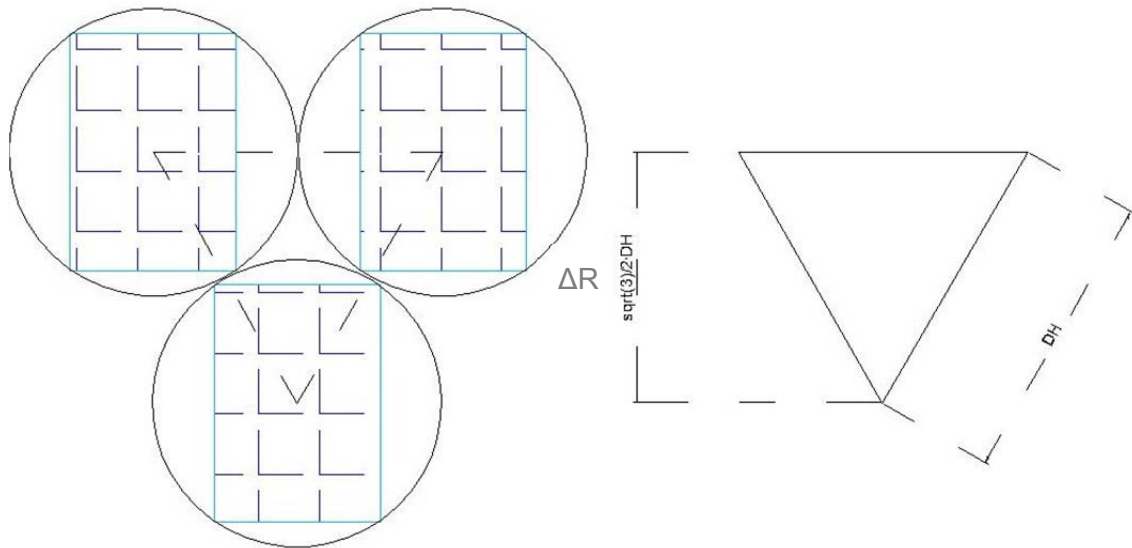


Figura 40. Determinación del incremento del radio para mayor compactación posible. Fuente: Elaboración propia.

Para disminuir el bloqueo de los heliostatos situados en el norte del campo se establece que las circunferencias impares tengan un heliostato situado justo en el eje norte-sur mientras que las circunferencias pares tengan una ausencia de heliostato en dicho eje (Figura 41).

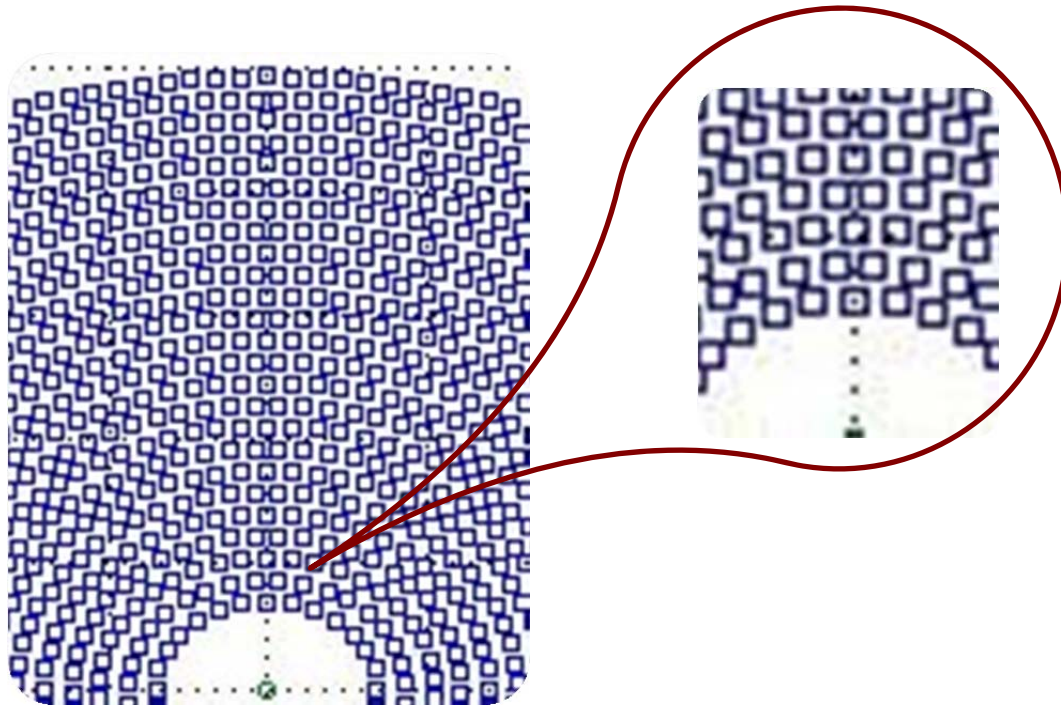


Figura 41. Detalle del espaciado entre heliostatos. Fuente: Elaboración propia. Fuente: Elaboración propia.

En el presente proyecto se establece como relación principal entre los campos solares de la central con configuración de torre única y la central de configuración multitorre que:

La superficie útil de espejo es igual en ambas centrales

Entendiéndose como superficie útil de espejo la suma las superficies reflectantes de los todos heliostatos excluyendo los espaciados entre los espejos que componen cada heliostato. La superficie reflectante útil de un heliostato SENER es de 115,70 m² (Collado, y otros, 2012) y la superficie reflectante útil de un mini-heliostato es de 2,799 m² (Amos, y otros, 2011).

La distribución de los heliostatos en la configuración de torre única obedece a una secuencia de relleno por circunferencias. Hasta que no se rellena una circunferencia no se colocarán heliostatos en la siguiente. Por esto, el campo resulta en una distribución de circunferencias de heliostatos completas salvo la más exterior, que puede estar completa o albergar menos heliostatos de los posibles. Éstos serán colocados con preferencia norte (Figura 42).

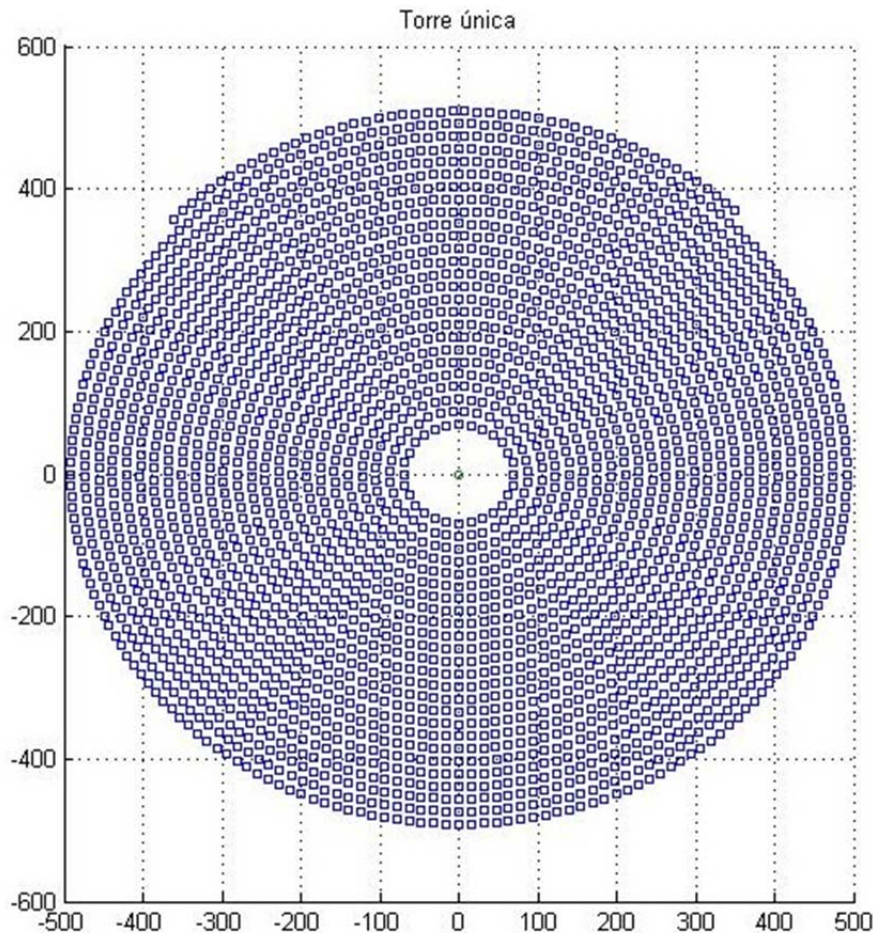


Figura 42. Campo de torre única con torre centrada.

Con un cálculo sencillo se puede estimar la cantidad aproximada de mini-heliostatos que existirá en el campo multitorre por cada heliostato de tipo SENER en la central de torre única:

$$1 \text{ SENER} \cdot \frac{115,7 \text{ m}^2}{2,779 \text{ m}^2} = 41.337 \text{ mini-heliostatos}$$

Durante la realización del proyecto se observó que la dificultad para determinar la geometría del campo de centrales con configuración multitorre es mayor que la dificultad para determinar la geometría del campo de torre única. Por esto, la función *CampoSolarMT(nh,nt)* determina la geometría que permite sectorizar el campo de manera exacta y que utiliza la superficie de espejo útil total más cercana a la que aportan nh heliostatos SENER. Una vez finalizado el diseño del campo solar multitorre la función *CampoSolar(nh)* computa la superficie de espejo útil finalmente empleada en el campo multitorre y establece el número de heliostatos tipo SENER con superficie útil equivalente. Con este número de heliostatos SENER se determina la geometría definitiva del campo de torre única.

Para establecer una distribución automática y óptima de los sectores se estudia la optimización de las distintas configuraciones posibles. El número de torres introducido por el usuario ('nt') es descompuesto factorialmente (i.e. 24 torres se descompone en 2,2,2 y 3). De todas las combinaciones de los factores posibles, se elige la que reduce los metros de conducto de sal fundida. Sea 'a' el número de sectores en la dirección este-oeste; 'b' el número de sectores en la dirección norte-sur y 'c' la cota del lado del sector. De esta manera el campo multitorre consta de 'a·b' torres que ocupan un área de 'a·b·c²' metros cuadrados. Se definen entonces los metros de tubería (13) y el perímetro (14) de la central en función de la distribución de las torres:

$$L_{tub} = 2 \cdot (a + 1) \cdot c + (a + 1) \cdot b \cdot c \quad (13)$$

$$p = 2 \cdot (a + b) \cdot c \quad (14)$$

3.2.3. POSICIÓN DE LA TORRE

El resultado del posicionamiento y orientación de los heliostatos puede apreciarse en la Figura 43 y en la Figura 44. Estas figuras representan un campo solar demostrativo de 40 heliostatos en configuración de torre única. Además, a cada heliostato le es asignado los vectores **s** y **t** correspondientes un día arbitrario de julio a las 16:00 horas.

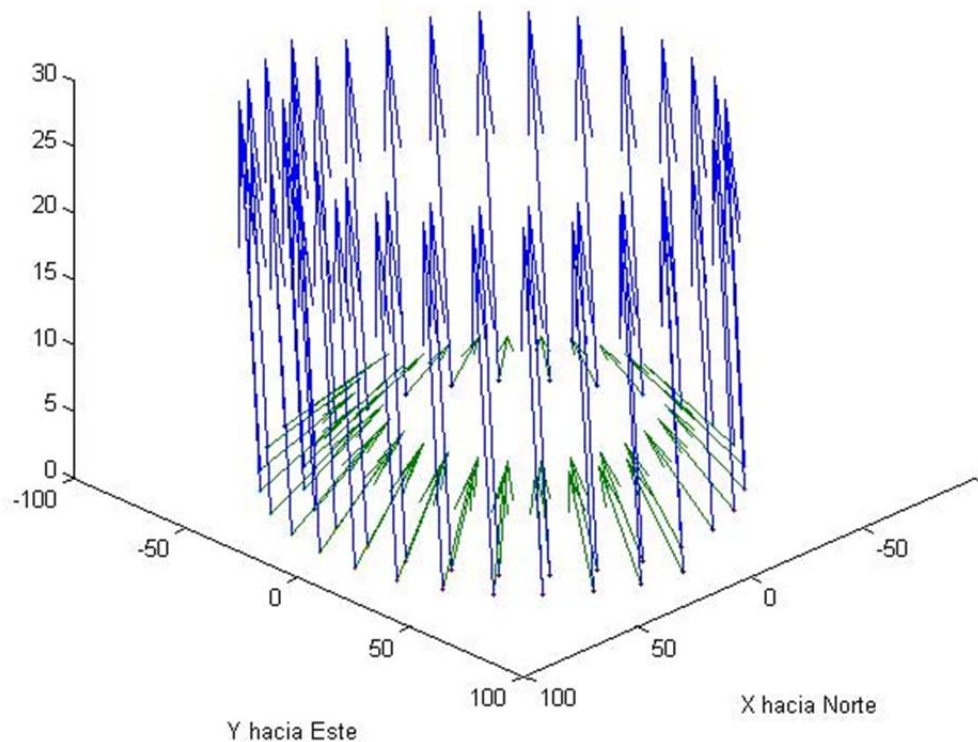


Figura 43. 40 heliostatos en torre única. Vectores **s (azul) y **t** (verde). Vista isométrica. Julio a las 16:00 horas. Fuente: Elaboración Propia.**

En el caso de torre única la posición de la torre es el centro del campo. Se necesita conocer para la elaboración del vector torre (**t**) las coordenadas de los heliostatos circundantes, arrojadas como resultado por *CampoSolar(nh)*.

En el caso de la configuración de campo multitorre la posición de las torres dentro de cada sector se decide durante la ejecución de *CampoSolarMT(nh,nt)*. Al existir una variedad de torres el vector 't' ha de calcularse para cada una de ellas. Las componentes del vector torre de cada heliostato quedan definidas en la ecuación (13).

$$t_x = cxt - cxh$$

$$t_y = cyt - cyh \quad (15)$$

$$t_z = \text{Altura de la torre}$$

cxt	coordenada x de la torre
cyt	coordenada y de la torre
cxh	coordenada x del heliostato
cyh	coordenada y del heliostato

Nótese que todas las coordenadas son referentes al origen de referencias del campo. En el campo de torre única el origen de referencias está situado en el centro del mismo y coincide con la posición de la torre. En la configuración multitorre el origen de referencias está situado en la esquina inferior izquierda del campo, coincidente con el punto más suroeste del mismo. Se puede observar la orientación de los vectores torre hacia la posición del origen de coordenadas de un campo de torre única en la vista bidimensional de la Figura 44.

La ecuación (15) ha de ser evaluada para cada heliostato contra cada torre. Siendo así, existirán tantos vectores torre como el número de heliostatos veces el número de torres. Como se ha mencionado previamente los vectores **s** y **t** son cruciales para la determinación del recurso solar que alcanza los receptores. Para los heliostatos de los campos de torre única el ángulo formado por **s** y **t** es único dado que sólo existe una torre posible hacia la que orientarlos. Por otro lado, los heliostatos de los campos de multitorre tienen tantas opciones como torres tenga el campo.

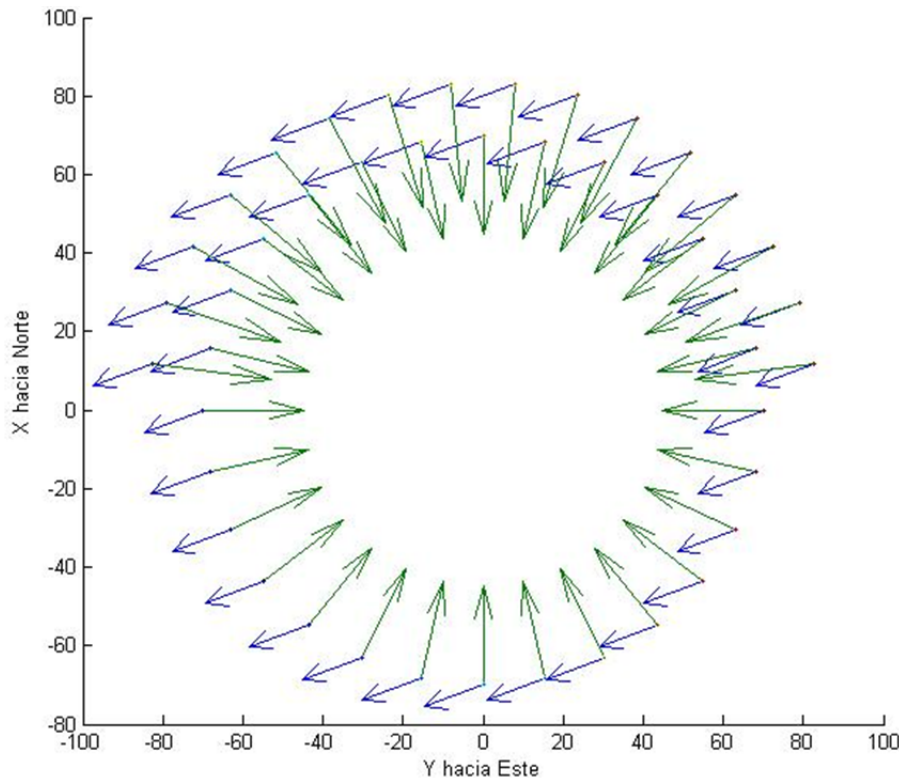


Figura 44. 40 heliostatos en torre única. Vectores 's' (azul) y 't' (verde). Vista 2 dimensiones. Julio a las 16:00 horas. Fuente: Elaboración propia.

La existencia de las diferentes opciones de orientación de cada heliostato de la configuración multitorre representa una de las grandes ventajas de la misma. El cálculo de las distintas combinaciones de vectores s y t que presenta un mismo heliostato para cada una de las torres y la distancia a las mismas permite discriminar entre las posibles torres objetivo. Siguiendo el siguiente criterio:

Cada heliostato del campo multitorre se orienta de manera inmediata a la torre que mayor eficiencia óptica instantánea le reporta.

Por ejemplo, la Figura 45 representa un campo multitorre de 3 torres con la misma superficie de espejo que un campo torre única de 40 heliostatos tipo SENER. En este caso se ha obviado el efecto del factor coseno en la eficiencia óptica. Siendo así, el único factor relevante a la hora de orientar los heliostatos es la distancia a cada una de las torres. Es decir, los heliostatos están orientados hacia la torre más cercana.

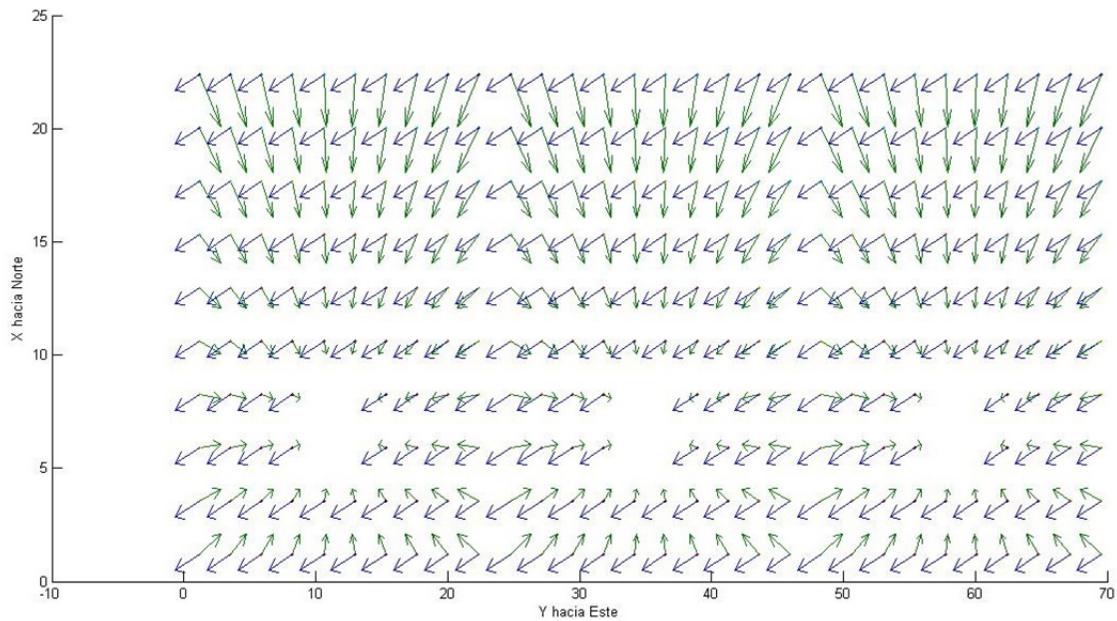


Figura 45. 40 heliostatos equivalentes en multitorre. Vectores 's' (azul) y 't' (verde). Vista 2 dimensiones. Influencia del factor coseno sobre la eficiencia óptica eliminada para apreciar la orientación hacia la torre más cercana. Fuente: Elaboración propia.

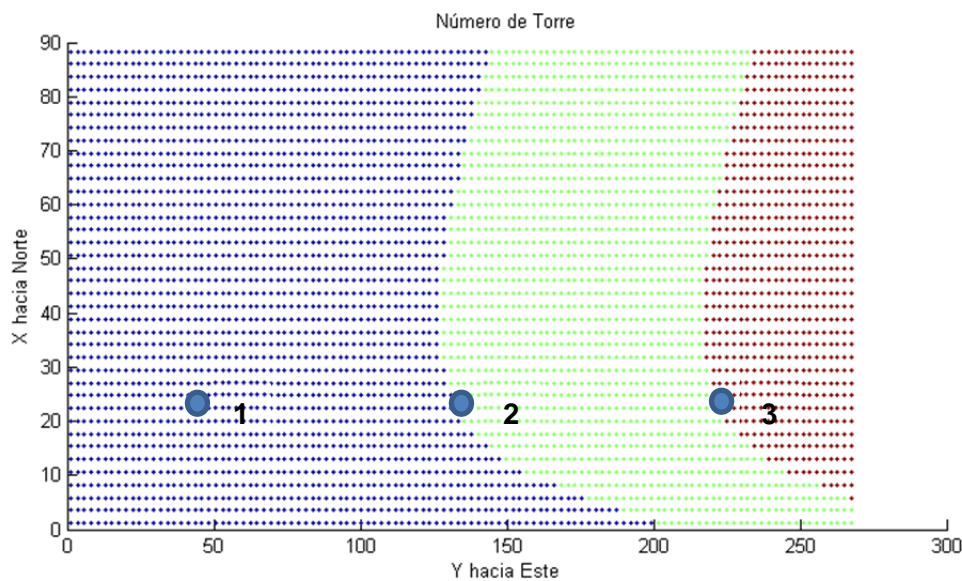


Figura 46. Torre objetivo de cada heliostato del campo. Color azul – heliostatos a torre 1. Color verde – heliostatos a torre 2. Color granate – heliostatos a torre 3. 14:00 horas de un día arbitrario de marzo. Caso secundario número 2. Fuente: Elaboración propia.

Por el contrario la Figura 46 muestra la capacidad de elección de los heliostatos. En esta figura, cada heliostato está orientado hacia la torre que le reporta una mayor eficiencia óptica (de aquí en adelante denominada torre objetivo). Se ha elegido un día aleatorio del mes de marzo a las 14:00 horas para mostrar el direccionamiento de cada heliostato hacia su torre objetivo. Se aprecia que el grupo de heliostatos de

mayor tamaño (color azul) enfoca a la torre 1; que el grupo de heliostatos de tamaño medio (color verde) enfoca a la torre 2 y que el grupo de heliostatos de menor tamaño (color granate) enfoca a la torre 3. Esta configuración varía con la trayectoria del sol y por tanto, con la hora.

La Figura 47 y la Figura 48 representan uno de los 8 sectores de un campo multitorre de superficie de espejo equivalente a un campo torre única de 2880 heliostatos. La diferencia entre ambas es la localización de la torre dentro del mismo sector: centrada en la Figura 47 y desplazada hacia el sur en la Figura 48.

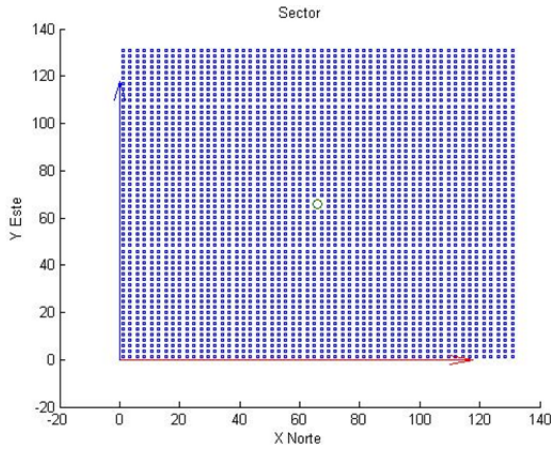


Figura 47. Sector de un campo con la torre centrada en el eje norte sur. Fuente: Elaboración propia.

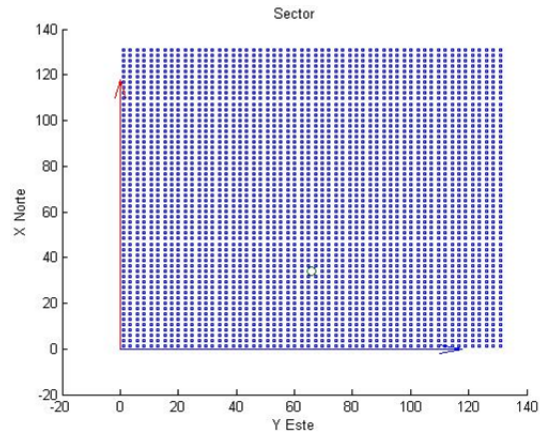


Figura 48. Sector de campo con la torre desplazada hacia el sur en el eje norte sur. Fuente: Elaboración propia.

El desplazamiento de la torre a lo largo del eje norte-sur de cada sector afecta principalmente a la eficiencia óptica de los heliostatos. A su vez, la eficiencia depende del factor coseno y de la distancia real ente los heliostatos y el receptor. Se define la normalización de la eficiencia óptica instantánea y de la distancia heliostato-torre como:

$$\eta'_{\delta i} = \frac{\eta_{\delta i}}{\max\{\eta_{\delta i \rightarrow j}\}} \quad (16)$$

$$DM'_{\delta i} = \frac{DM_{\delta i}}{\max\{DM_{\delta i \rightarrow j}\}} \quad (17)$$

Donde:

- $\eta'_{\delta i}$ eficiencia media normalizada del sector con torre deslaza una distancia δ_i
- $DM'_{\delta i}$ distancia media normalizada del sector con torre desplazada una distancia δ_i
- $\max\{\eta_{\delta i \rightarrow j}\}$ máxima eficiencia de entre las j opciones de desplazamiento consideradas

$\max\{DM_{\delta i \rightarrow j}\}$	máxima distancia media de entre las j opciones de desplazamiento consideradas
$\eta_{\delta i}$	eficiencia media del sector con torre desplazada una distancia δ_i
$DM_{\delta i}$	distancia media torre-heliostatos del sector con torre desplazada una distancia δ_i

3.3. RECURSO SOLAR

En apartados anteriores se ha determinado la posición de los heliostatos dentro de los campos solares así como la posición del sol y la torre respecto a los mismos. Conociendo estos datos se procede al cálculo de la energía reflejada por los espejos sobre los receptores.

En el presente proyecto se ha elegido el año meteorológico modelo (TMY) de la estación meteorológica más cercana a la localidad de Tabernas, Almería. El TMY contiene los datos de radiación solar de forma horaria y para todos los días del año. Se seleccionan de ese TMY 12 días (uno de cada mes) que estén libres de nubes pues estas solo están presentes esporádicamente. Dichos días se supondrán días modelo de cada mes.

Con estos datos de radiación se conoce la energía total que incide sobre los heliostatos y que éstos son capaces de reflejar de una manera dirigida. Sin embargo, como se menciona previamente, existen diversos factores que afectan a la cantidad de energía que llega al receptor. La mayoría de estos factores son función de la distancia existente entre el centro de cada heliostato y el receptor de la torre.

La diferencia entre la hora solar real y la hora solar media se puede apreciar en la Figura 49 que representa la denominada ecuación del tiempo (EDT).

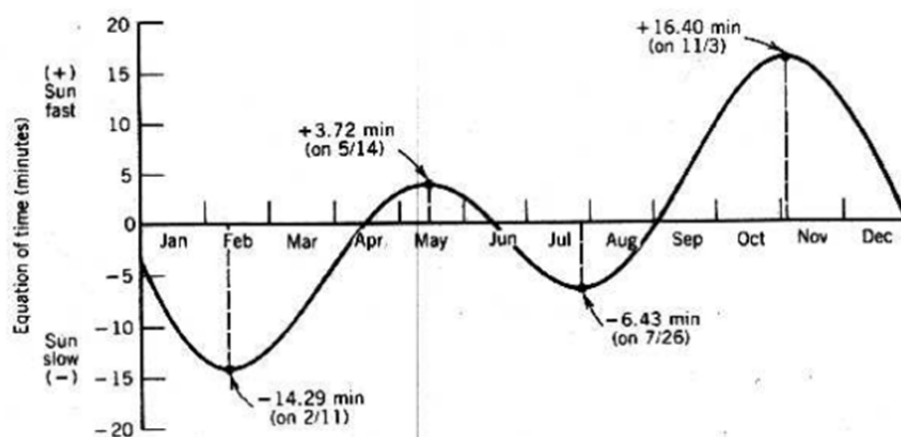


Figura 49. Diferencia entre hora solar media y hora solar real. (Stine, y otros, 1986)

En la Figura 49 se refleja la diferencia entre la hora solar real y la hora solar media a lo largo de un año. El eje de ordenadas representa el tiempo (en minutos) que desfasa la hora solar real de la hora solar media.

La expresión matemática que determina la diferencia entre la hora solar real y la hora solar media depende del día del año en que se quiera realizar el cálculo. Se denomina ecuación del tiempo (EDT) y presenta la siguiente forma:

$$EDT = 0,258 \cdot \cos(x) - 7,416 \cdot \sin(x) - 3,648 \cdot \cos(2 \cdot x) - 9,228 \cdot \sin(2 \cdot x)$$

$$x = \frac{360 \cdot (N - 1)}{365,242} \quad (18)$$

En la que N representa el número del día del año para el cual se quiere calcular la diferencia entre la hora solar real y la hora solar media (EDT). Una vez conocida la ecuación del tiempo se relaciona con la hora local de reloj (HLR) según la ecuación (19).

$$HLR = t_s - \frac{EDT}{60} + \frac{LL - LMS}{15} + D \quad (19)$$

Donde:

HLR	hora local de reloj
t_s	hora solar real
EDT	resultado de la ecuación del tiempo
LL	longitud local
LMS	longitud del meridiano de la hora estándar
D	1 para los días en periodo de ahorro energético, 0 para los restantes.

Quedan entonces relacionadas las horas locales de reloj con la hora solar que se utiliza para calcular el ángulo solar. Con ello, se conoce en cada instante la energía solar que incide sobre los espejos en forma de radiación directa.

Las particularizaciones que se utilizan para realizar los cálculos de la eficiencia óptica según la ecuación (1) son: (i) que la distancia desde cualquier heliostato a su torre objetivo es menor de 1000 metros ($D < 1000$); (ii) el valor del factor de sombreado y boqueo es de 0,855 y (iii) el factor de reflexión de los espejos 0,836.

Por otro lado, el factor coseno se calcula obteniendo el semiángulo entre los vectores **s** y **t**:

$$w = 0,5 \cdot \arccos\left(\frac{\vec{s} \cdot \vec{t}}{|\vec{s}| \cdot |\vec{t}|}\right) \quad (20)$$

La eficiencia será calculada para cada una de las relaciones torre-heliostato. Por ello, el campo solar de torre única tendrá tantas eficiencias como heliostatos mientras que el campo solar multitorre tendrá tantas eficiencias como el producto del número de heliostatos y el de torres. Sin embargo, el cálculo de la energía recibida por la torre es único para cada heliostato dado un día y hora concreto. La ecuación (21) representa la energía recibida cada hora en la torre por parte de cada heliostato. Por lo tanto, el sumatorio de la ecuación aplicada a cada uno de los heliostatos del campo es la energía total incidente en los receptores.

$$E(Wh) = \eta_o \cdot DNI \left(\frac{Wh}{m^2} \right) \cdot S(m^2) \quad (21)$$

Donde S es la superficie de espejo del heliostato en m² y DNI es la irradiación normal directa extraída del año meteorológico modelo (TMY) para cada hora de los días modelo.



4. RECEPTOR Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

4.1. RECEPTOR CENTRAL

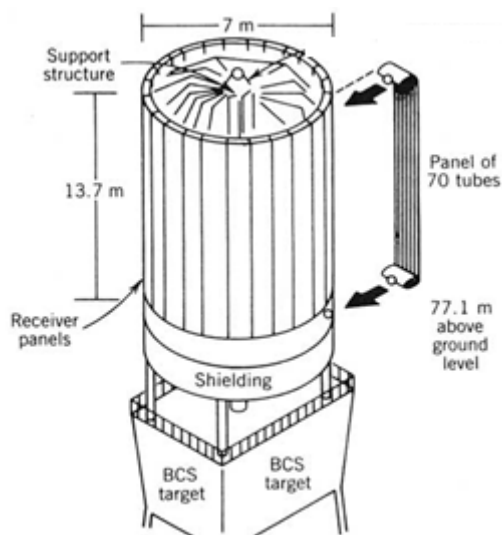
Una vez reflejada la radiación solar en los heliostatos, el elemento inmediatamente posterior según la trayectoria de los rayos del sol es el receptor de la torre. El receptor es una parte crucial en toda planta solar térmica de concentración por torre. Su función es absorber la radiación concentrada por los heliostatos y transferirla al fluido de trabajo.

Debido a las propiedades de los materiales, una fracción de la radiación incidente se reflejará. Además, el calentamiento de las superficies de los materiales que se encuentran en el receptor conlleva pérdidas por convección (tanto natural como forzada) al ambiente. Se pueden considerar también las pérdidas por conducción hacia la estructura de la torre pero se despreciarán debido a su baja cuantía respecto al resto de pérdidas.

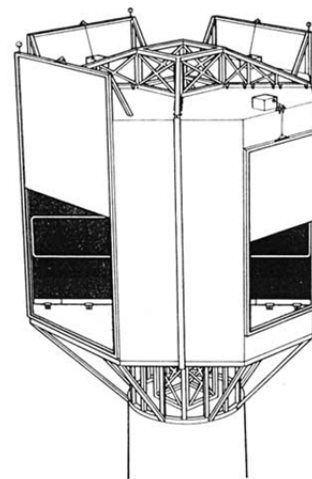
El calor que no se ha perdido por radiación o convección atraviesa la pared de los tubos del receptor y se transfiere por convección forzada al fluido de trabajo. Como se ha mencionado previamente el fluido de trabajo utilizado en el presente proyecto es una mezcla de sales fundidas.

Se considera que el receptor es de tipo no direccional y está formado por un conjunto de tubos verticales colocados formando un cilindro en la cima de la torre (Figura 50). La superficie exterior de los tubos de acero es la que recibe la radiación solar concentrada mientras que por su interior circula la sal fundida. La gran desventaja de este modelo de receptor es la exposición directa de los tubos al ambiente. No existen superficies exteriores que eviten la pérdida de la radiación reflejada y emitida así como la convección forzada por viento.

Hay diseños de receptores en cavidades que evitan los fenómenos mencionados introduciendo los tubos en una estructura cuasi cerrada. Para permitir la entrada de la radiación reflejada por los heliostatos la estructura consta de una abertura. La principal desventaja de estos receptores es que el campo de heliostatos está condicionado por la geometría de la abertura lo cual supone una limitación a la cantidad de radiación que incide sobre los tubos (Garbrecht, y otros, 2012). Ambos tipos de receptor pueden apreciarse en la Figura 50.



1. Receptor abierto. (Solar One)



2. Receptor de cavidad

Figura 50. Ejemplos de receptores abiertos y de cavidad. Fuente: (Stine, y otros, 1986)

En un receptor central de torre como los mencionados previamente el flujo de irradiación reflejado por el campo de heliostatos se distribuye de manera no uniforme. Esto, junto con las oscilaciones de la radiación solar provoca esfuerzos térmicos en el material de los tubos.

Para los casos estudiados en este proyecto (i.e. hemisferio norte, torres rodeadas de heliostatos) el receptor cilíndrico a las 12:00 horas solares recibirá el máximo flujo energético en su superficie orientada al norte y su mínimo en la superficie orientada al

sur. Por esto, aquellos receptores con agua como fluido de trabajo se suelen utilizar la zona del receptor orientada al norte para generar vapor y sobrecalentar mientras que los tubos situados en la zona sur se utilizan para precalentamiento (Augsburger, y otros, 2012). En la Figura 51 se puede apreciar el flujo de calor en un receptor cilíndrico de tubos finos como el de la central solar térmica de receptor central Gemasolar.

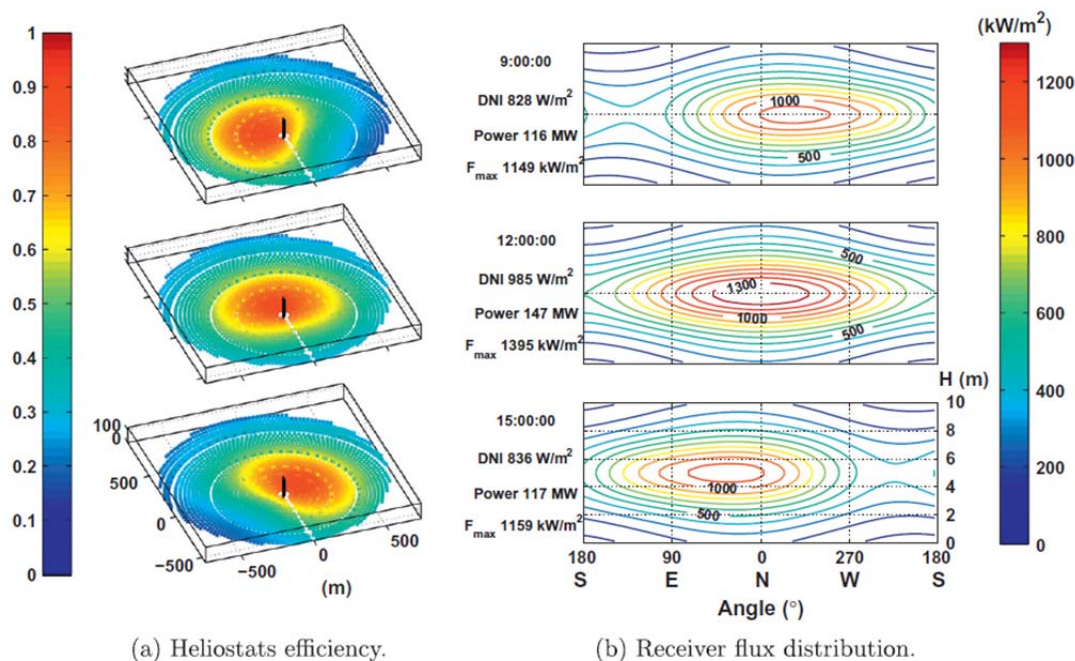


Figura 51. Flujo de calor en el receptor cilíndrico de tubos finos de la planta Gemasolar durante el equinoccio de primavera (20 de marzo). Fuente: (Augsburger, y otros, 2012)

En el presente proyecto las dimensiones del receptor del campo solar de torre única se obtienen directamente de los datos de la central Gemasolar.

Como se ha mencionado previamente, las funciones de MATLAB para diseño del campo solar permiten definir el número de heliostatos SENER y el número de torres con los que se desea crear el campo solar. Esta flexibilidad en el diseño de la planta obliga a flexibilizar el tamaño de los receptores centrales situados en lo alto de las torres del campo solar multitorre. Para ello, se hace uso de la relación entre la altura de la torre del receptor central de torre única y la altura de las torres de la configuración multitorre. Se considera como caso base de receptor el de Gemasolar, cuyos datos geométricos quedan reflejados en la segunda columna de la Tabla 12. El caso base se extrapola a las torres del campo multitorre aplicando una relación directa:

$$Parámetro_{MT} = Parámetro_{TU} \cdot \frac{A_{MT}}{A_{TU}} \quad (22)$$

Donde:

A_{MT} altura de cada torre en la configuración multitorre

A_{TU} altura de cada torre en la configuración de torre única

Parámetro MT Parámetro a determinar en el campo multitorre

Parámetro TU Parámetro base en el campo de torre única

Los parámetros determinados haciendo uso de la ecuación (22) son la altura del receptor y las dimensiones de los tubos. El diámetro del receptor será tal pueda alojar el número de tubos determinado. El número de tubos por panel será tal que permita la repartición exacta del número de tubos determinado estableciendo un mínimo de 3 paneles. Por ello, el ancho de cada panel dependerá del número de tubos que lo compongan.

Debido a las propiedades del acero de los tubos del receptor han de establecerse valores mínimos para el diámetro y espesor de los mismos. El diámetro mínimo admisible de los tubos del receptor se fija en 1,27 cm. El espesor mínimo admisible de los tubos del receptor se fija en 1,25 mm.

Tabla 12. Parámetros constructivos del receptor de las dos configuraciones de campo solar estudiadas. Fuente: (SENER, 2010). Casos principales.

Parámetro	Torre única	Multitorre
Material de los tubos	Acero de alta aleación (Ni)	Acero de alta aleación (Ni)
Diámetro del receptor (DR)	8,1 metros	1,4 metros
Altura del receptor (AR)	10,6 metros	1,26
Número de paneles (NP)	16	8
Número de tubos (NT)	640	320
Tubos por panel (NT/NP)	40	40
Ancho de paneles (WP)	1,6 metros	0,55 metros
Diámetro de los tubos (dt)	35 milímetros	12,7 milímetros
Espesor de los tubos (st)	1,25 milímetros	1,25 milímetros
Separación entre superficies de	5 milímetros	1 milímetro

Dentro del receptor las sales circulan en dos sistemas paralelos según el eje norte-sur: el circuito este y el circuito oeste de ahora en adelante conocidos como circuito NES (Norte-Este-Sur) y circuito NOS (Norte-Oeste-Sur). La entrada de las sales al receptor

se efectúa por la parte superior del panel situado más al norte del circuito y serpentea a través del resto de paneles hasta la salida, por la parte inferior del panel del circuito situado más al sur.

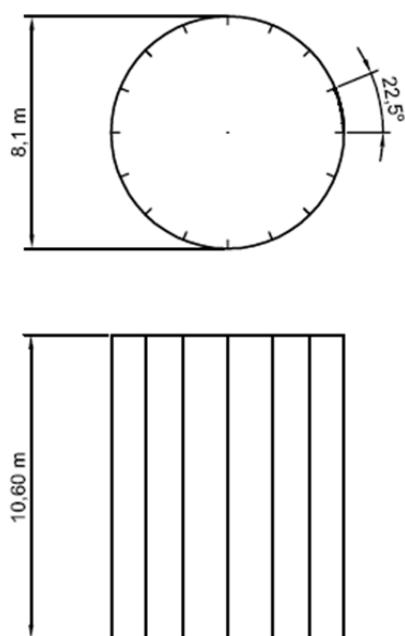


Figura 52. Vista superior y frontal del receptor central. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 52 esquematizan las dimensiones de un receptor central similar al de Gemasolar. El receptor está dividido en 16 paneles, cada uno de los cuales consta de 40 tubos por los que circularán las sales. Por consiguiente en el receptor hay un total de 640 tubos de acero.

En el campo solar multitorre se supondrá un receptor con la misma geometría pero escalado, como se ha mencionado previamente. Sin embargo, las características de los tubos (diámetro, espesor, separación) serán comunes para los campos de torre única y multitorre.



Figura 53. Renderizado del receptor de Gemasolar. Fuente: (Lata, y otros, 2008).

El receptor consta de un sistema de drenado para la llenada en la puesta en marcha matinal y el vaciado en la parada nocturna de la operación del receptor. Las funciones del sistema de drenado son:

- Llenado uniforme del receptor
- Evacuación total del aire contenido en los tubos durante el llenado para evitar el deterioro de la sal y del receptor
- Vaciado total del receptor en tiempo breve, típicamente menor a 1 minuto para evadir la congelación de las sales fundidas

Para favorecer las mencionadas funciones el llenado del receptor se realiza inundando los tubos con sales de manera uniforme en todo el receptor (de abajo a arriba). Se puede apreciar el flujo de sales y sistema de drenado en la ilustración Figura 112 del 13. *Anexo III: Esquema tipo de flujo de sales fundidas en receptor central*. Por otro lado, la extracción nocturna de la sal y el llenado de los tubos se utiliza hidrógeno por ser un gas inerte.

Para conocer el caudal de sales fundidas que ha de circular por el receptor así como las temperaturas a las que están sometidas tanto las sales como el receptor se propone realizar los cambios mediante un circuito térmico equivalente. La potencia térmica reflejada por los heliostatos llega al receptor e impacta tanto en los tubos como en la pared refractaria. Dichos elementos irradian hacia las superficies que los rodean y hacia el cielo Figura 54. Es decir, existe irradiación:

- Desde la pared refractaria hacia el cielo y los tubos
- Desde los tubos hacia tubos circundantes y hacia la pared refractaria y el cielo.

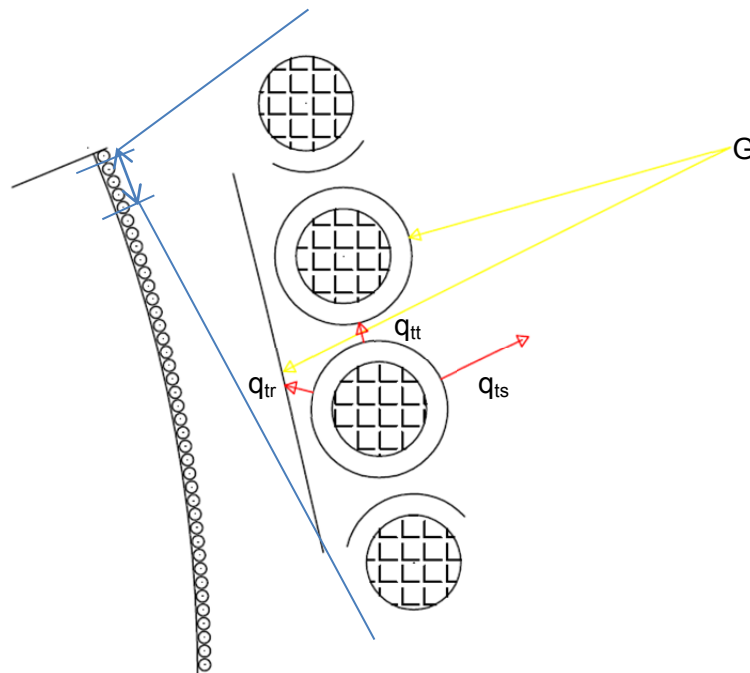


Figura 54. Panel de 40 tubos del receptor central y detalle de la radiación incidente absorbida y reflejada.

La función de radiación que partiendo de una superficie alcanza otra distinta se establece en primera instancia a través de los factores de forma para cada una de las relaciones (Hewitt, 1994). En primera instancia se define el factor de forma que relaciona los tubos a los tubos circundantes, representado en la ecuación (23).

$$F_{tt} = \frac{2}{\pi} \cdot \left[\sqrt{x^2 - 1} + \frac{\pi}{2} - \arccos\left(\frac{1}{x}\right) - x \right] \quad (23)$$

Como se puede apreciar la ecuación (23) depende de x , variable que viene determinada por el diámetro exterior de los tubos (ϕ) y por la separación entre centros de los tubos (P) según la expresión (24).

$$x = 1 + \frac{P - \phi}{\phi} \quad (24)$$

Una vez conocido el factor de forma de tubos a tubos se establece el factor de forma tubos a cielo (19) y cielo a tubos (26), dependientes de F_{tt} de la siguiente manera:

$$F_{ts} = (1 - F_{tt})/2 \quad (25)$$

$$F_{st} = \frac{1 - F_{tt}}{2} \cdot \left(\pi \cdot \frac{\phi}{P} \right) \quad (26)$$

Queda por definir el factor de forma que relaciona el cielo con la pared refractaria, definido por la ecuación (27)

$$F_{sr} = 1 - \frac{1 - F_{tt}}{2} \cdot \left(\pi \cdot \frac{\phi}{P} \right) \quad (27)$$

La geometría básica para la resolución del problema se encuentra formada por dos semitubos enfrentados y con el eje que forman sus centros paralelo a la pared refractaria (Figura 55).

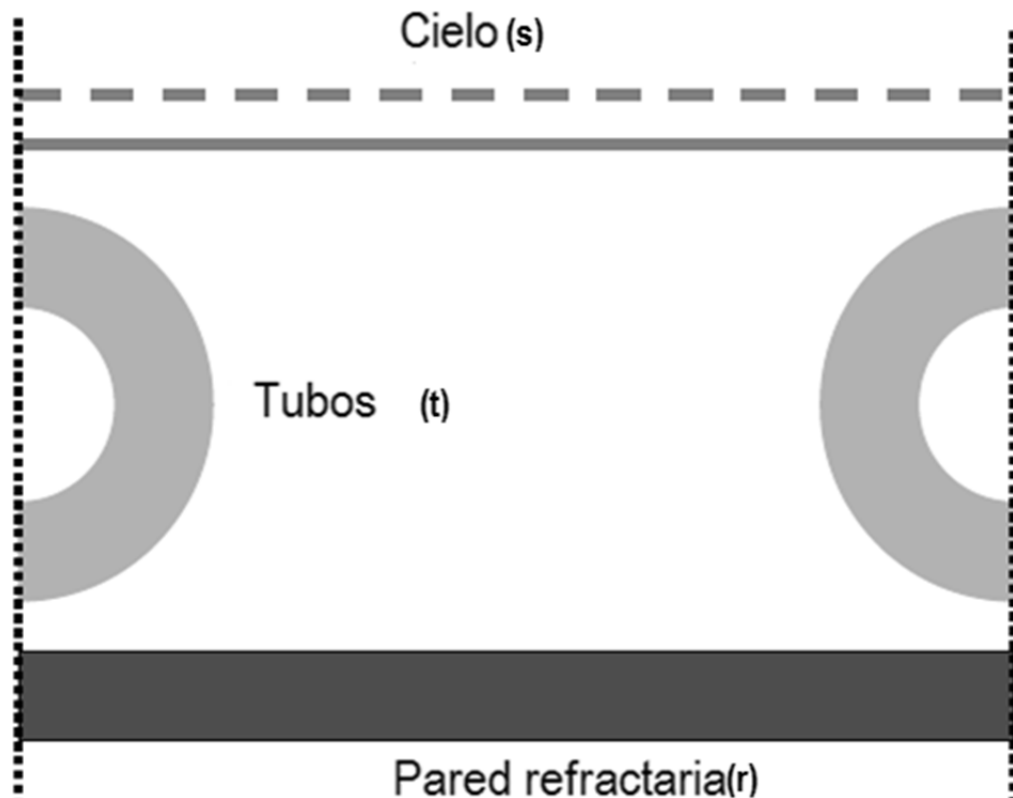


Figura 55. Geometría para la resolución del circuito térmico. Fuente:

Con esta configuración del problema y los factores de forma mencionados previamente se construye el circuito térmico equivalente mostrado en la Figura 56 (Incropera, y otros, 1999). En el circuito intervienen las áreas (A), la emisividad (ϵ), las radiosidades (J) y potencias emisivas (E) de cada una de las superficies.

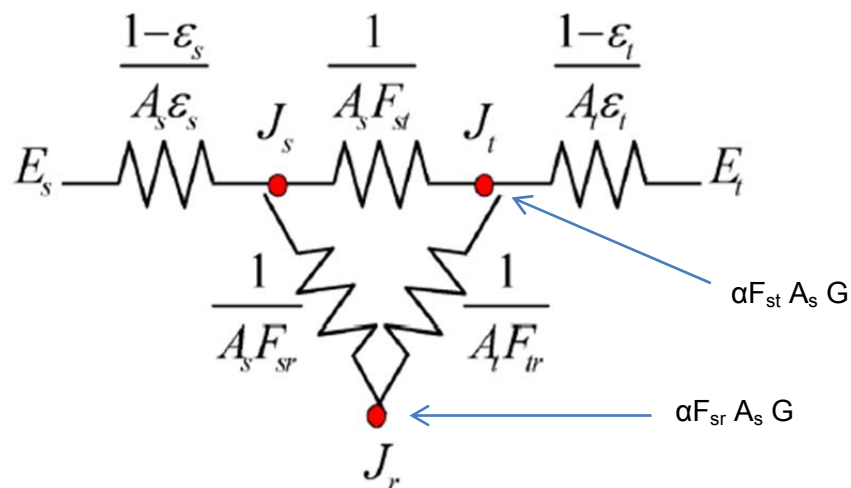


Figura 56. Circuito térmico equivalente para el estudio del receptor central.

La radiación reflejada por los heliostatos incide en los tubos y en las paredes refractarias, repartándose proporcionalmente a sus factores de forma. Ésta radiación

será el primer dato en ser evaluado. Mediante las funciones programadas en MATLAB encargadas del cálculo de eficiencias ópticas, energía incidente en las torres y demás parámetros de interés son *Ejecutor*, *Bucle*, *CampoSolarMT* y *CampoSolar* y pueden encontrarse en el *Anexo I: Código de MATLAB*. Haciendo uso de las funciones mencionadas se obtienen los valores de la potencia térmica en el receptor central del campo de torre única y en los receptores centrales del campo multitorre. En el presente proyecto se ha seleccionado el día tipo del mes de marzo como punto de diseño de la central ya que se trata de un día con condiciones de radiación intermedias a las encontradas durante el resto del año.

Se considerarán dos sistemas de flujos de sales fundidas para el análisis del receptor:

1. Campo de torre única: la radiación solar de los heliostatos es enfocada exclusivamente hacia el receptor central de la torre.
2. Campo solar multitorre: la radiación solar de los heliostatos es enfocada hacia los distintos receptores situados en cada una de las torres del campo.

De esta potencia, la parte que es útil al proceso posterior (ciclo de vapor) es la que es absorbida en forma de calor por las sales. Desde el punto de vista de las sales, la potencia térmica absorbida en un tubo viene dada por la ecuación (28).

$$\dot{q}_{sal} = \dot{m}_{sal} \cdot C_{p\ sal} \cdot (T_{out} - T_{in}) \quad (28)$$

Donde:

\dot{m}_{sal}	flujo de sales fundidas a través de un tubo
$C_{p\ sal}$	calor específico de las sales
T_{out}	temperatura de las sales a la salida del tubo
T_{in}	temperatura de las sales a la entrada del tubo

Teniendo en cuenta el circuito térmico de Figura 56 se aplica la ley de Kirchoff a cada uno de sus nodos (superficies) teniendo en cuenta que tanto la pared como los tubos reciben un aporte de energía externo proporcional a la radiación solar incidente. Por simplicidad se supondrá que las superficies poseen una temperatura uniforme igual a la temperatura media equivalente de cada superficie.

Siguiendo ese procedimiento las ecuaciones que regirán el intercambio de calor se describen a continuación:

1. El cielo con los tubos y la pared. A continuación se muestra la expresión matemática del balance energético en el nodo correspondiente a la superficie cielo:

$$q_s + q_{rs} - q_{st} = 0 \rightarrow \frac{E_{bs} - J_s}{\frac{1 - \varepsilon_s}{\varepsilon_s \cdot A_s}} + \frac{J_r - J_s}{A_s \cdot F_{rs}} + \frac{J_t - J_s}{A_s \cdot F_{st}} = 0 \quad (29)$$

Donde:

q	potencia emisiva del cuerpo en W/m ²
E_b	potencia emisiva del cuerpo ideal en W/m ²
J	radiosidad de la superficie en W/m ²
ε	emisividad de la superficie
A	área de la superficie en m ²
F	factor de forma entre superficies

Las potencias emisivas vienen dadas por la ecuación (30) en la que se expresa matemáticamente la ley de Stefan-Boltzmann.

$$E_b = \sigma \cdot T^4$$

$$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4} \quad (30)$$

Los tubos con el cielo y la pared. A continuación se muestra la expresión matemática del balance energético en el nodo correspondiente a la superficie tubos:

$$q_t + q_{rt} + q_{st} + \alpha_{teff} F_{st} A_s G = 0 \rightarrow$$

$$\frac{E_{bt} - J_t}{\frac{1 - \varepsilon_t}{\varepsilon_t \cdot A_t}} + \frac{J_r - J_t}{A_t \cdot F_{tr}} + \frac{J_s - J_t}{A_s \cdot F_{st}} + \alpha_{teff} F_{st} A_s G = 0 \quad (31)$$

Donde:

α_{teff}	factor de efectivo de absorción de radiación solar
G	potencia térmica por unidad de área

2. La pared con el cielo y los tubos. A continuación se muestra la expresión matemática del balance energético en el nodo correspondiente a la superficie pared:

$$-q_{rs} - q_{rt} + \alpha_{t_{eff}} F_{sr} A_s G = 0 \rightarrow \frac{J_t - J_r}{\frac{1}{A_t \cdot F_{tr}}} + \frac{J_s - J_r}{\frac{1}{A_s \cdot F_{rs}}} + \alpha_{t_{eff}} F_{sr} A_s G = 0 \quad (32)$$

Nótese que para la superficie “pared” se supone que la potencia térmica perdida o ganada es 0 ya que está construida con material aislante que no deja pasar el calor por su interior, lo que obliga a irradiar toda la radiación solar que absorbe.

Existen además pérdidas por convección por parte de los tubos hacia el aire. Para determinar estas pérdidas se hace uso del coeficiente de convección determinado por una correlación empírica (Incropera, y otros, 1999).

Para poder aplicar esta correlación es necesario conocer el número de Prandtl y el número de Rayleigh definidos en la ecuación (33) y en la ecuación (34).

$$Pr = \frac{\mu \cdot Cp}{k} \quad (33)$$

$$Ra = \frac{g\beta}{v\alpha} (T_p - T_\infty) \cdot L^3 \quad (34)$$

Conocidos los números de Prandtl y Rayleigh se obtiene el número de Nusselt a través de la correlación empírica reflejada en la ecuación (35) (Incropera, y otros, 1999):

$$\frac{h L}{k} = Nu = \left[0,825 + \frac{0,387 Ra^{1/6}}{\left(1 + \left(\frac{0,492}{Pr} \right)^{9/16} \right)^{8/27}} \right]^2 \quad (35)$$

En este punto se podrá calcular el calor intercambiado tubos-aire a través del fenómeno de convección y aplicando la relación del coeficiente de convección con el número de Nusselt (38):

$$q_{conv} = hA(T_t - T_\infty) \quad (36)$$

El flujo de calor por convección forzada en el interior de los tubos (tubos-sales) se calcula según la correlación de Petukov (37) que establece el número de Nusselt (38) en función de los números de Reynolds (39) y Prandtl (33).

$$Nu = \frac{\frac{Cf}{2} \cdot Re \cdot Pr}{K_1 + K_2 \cdot \left(\frac{f}{2}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left(Pr^{\frac{2}{3}} - 1\right)}$$

$$Cf = \frac{1}{4 \cdot (1,82 \cdot \log(Re) - 1,64)^2} \quad (37)$$

$$K_1 = 1 + 13,6 \cdot Cf$$

$$K_2 = 11,7 + 1,8 \cdot Pr^{-1/3}$$

$$Nu = \frac{h \cdot d}{k} \quad (38)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot u \cdot d}{\mu} \quad (39)$$

Queda entonces un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas (J_s , J_t , y J_r) con el que se procederá a iterar sobre la temperatura de los tubos. Sea el sistema de ecuaciones para la obtención de las radiosidades haciendo uso de la herramienta de software matemático MATLAB:

$$A \cdot \begin{pmatrix} J_s \\ J_t \\ J_r \end{pmatrix} = \vec{b} \quad (40)$$

Donde A es la matriz resultante de organizar las ecuaciones (29), (31) y (32) de manera que A pueda ser multiplicada por el vector de radiosidades conservando las equivalencias definidas por dichas ecuaciones.

4.2. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Las sales fundidas son las encargadas de transportar el calor desde el receptor hasta el ciclo de producción de vapor que es el responsable último del funcionamiento de la turbina de vapor. Este ciclo corresponde a las trayectorias azul y roja de la Figura 57. La mayor parte de las sales se encuentra contenida en el circuito de almacenamiento térmico de la central. Dicho circuito consta de diversos elementos:

- Tanque de sales frías
- Tanque de sales calientes
- Válvulas de expansión y de escape
- Cimientos de los tanques de sales
- Aislamiento de los tanques
- Calentadores sumergidos en los tanques

El tanque de sales calientes almacena fluido a 560°C proveniente del receptor central y el tanque de sales frías almacena fluido a 290°C proveniente del generador de vapor.

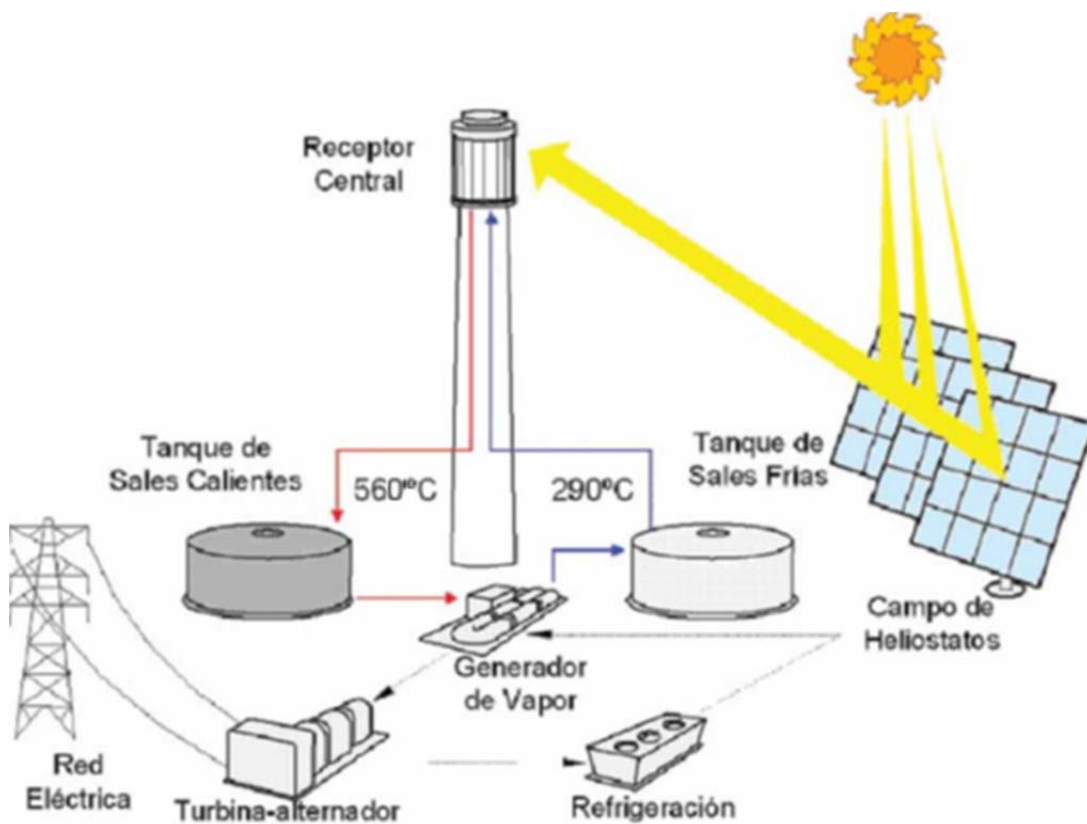


Figura 57. Esquema de funcionamiento de una planta termosolar de receptor central. Fuente: Adaptado de (SENER, 2007)

Las sales fundidas son sales de nitrato generalmente compuestas por un 60% en peso de NaNO_3 (nitrato de sodio) y un 40% en peso de KNO_3 (nitrato de potasio). La sal fundida puede utilizarse en el rango de temperaturas de 260°C a 612°C. Por debajo de 238°C comienza la cristalización y al disminuir de 221°C el material solidifica. (Zavoico, 2001)

Las propiedades de la sal fundida como función de la temperatura de las mismas (dentro del rango 300°C-600°C) se muestran a continuación tal como las define

(Zavoico, 2001): Se determina la densidad de las sales a través de la ecuación (41), el calor específico de las sales a través de la ecuación (42), la viscosidad absoluta de las sales fundidas a través de la ecuación (43) y la conductividad térmica de las sales a través de la ecuación (44).

$$\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) = 2090 - 0,636 \cdot T(^{\circ}C) \quad (41)$$

$$C_p \left(\frac{J}{KgK} \right) = 1443 + 0,172 \cdot T(^{\circ}C) \quad (42)$$

$$\mu(mPa \cdot s) = 22,714 - 0,120 \cdot T(^{\circ}C) + 2,281 \cdot 10^{-4} \cdot (T(^{\circ}C))^2 - 1,474 \cdot 10^{-7} \cdot (T(^{\circ}C))^3 \quad (43)$$

$$k \left(\frac{W}{mK} \right) = 0,443 + 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot T(^{\circ}C) \quad (44)$$

Para el correcto diseño de los tanques de acumulación de sales calientes y de sales frías reducir la pérdida de calor ha de optimizarse la relación entre el volumen y la superficie exterior de los tanques. Estableciendo el depósito con geometría cilíndrica como la mejor opción se procede a la optimización en función de su radio: máximo volumen con un mínimo área. Sea el área del depósito (45) y su volumen (46).

$$A = 2\pi R \cdot h + 2 \cdot \pi R^2 \quad (45)$$

$$V = \pi R^2 h \quad (46)$$

Definidas el área y el volumen de un depósito cualquiera se establece τ como la relación volumen/área que se quiere maximizar. Para ello, se derivará dicha relación respecto a R y se igualará a 0. Se procede a la optimización del tamaño de los tanques de almacenamiento siguiendo en la ecuación (47).

$$\tau = \frac{V}{A} = \frac{Rh}{2h + 2R} = \frac{R \cdot \frac{V}{\pi R^2}}{2 \frac{V}{\pi R^2} + 2R} \rightarrow \frac{\partial \tau}{\partial R} = \frac{V(2V + 2\pi R^3) - VR(6\pi R^2)}{S} = 0 \quad (47)$$

$$V = 2\pi R^3 = \pi R^2 h \leftrightarrow h = 2R$$

La optimización arroja como resultado que la mayor relación volumen-área se da cuando el depósito es de sección cuadrada (misma altura que diámetro).

4.3.PROCESO ITERATIVO EN LA CONFIGURACIÓN DE TORRE ÚNICA

El proceso iterativo al que se debe someter el cálculo de la transferencia de calor en los receptores se programa con MATLAB. La función `TempertaturasTU(PDTU)`, contenida en el *Anexo I: Código de MATLAB* determina los flujos másicos de sales fundidas por los receptores así como las temperaturas alcanzadas por las mismas en cada tubo del receptor. También hace un seguimiento de la temperatura de los tubos para evitar que se supere la temperatura a la que se da el deterioro del material de los mismos. Para poder comenzar la iteración térmica la función necesita: la potencia térmica incidente en los receptores en el punto de diseño (PDTU para torre única y PDMT para multitorre); la distancia media heliostato-torre (DTU para torre única y DMT para multitorre); un valor inicial de la temperatura de los tubos T_i ; el valor de la temperatura equivalente del cielo; el valor de la temperatura de las sales del tanque frío y las propiedades de los materiales que conforman los tubos y la pared refractaria. La temperatura equivalente del cielo viene definida por:

$$T_{eq.cielo} = \sqrt[4]{\frac{T_{suelo}^4 + T_{cielo}^4}{2}} \quad (48)$$

Partiendo de estos datos y haciendo uso de las ecuaciones del apartado 4.1.Receptor Central, se define el proceso de iteración llevado a cabo por la función de MATLAB `TempertaturasTU(PDTU)`, descrito a continuación. Nótese que los cálculos se hacen de manera horaria; es decir, se debe ejecutar la función tantas veces como horas se deseen analizar a lo largo de un día. El proceso de iteración es el siguiente:

1. Se supone que el incremento de temperatura entre la entrada y la salida de los paneles es constante; es decir, el aumento de temperatura de la sal es igual en cada uno de los paneles.

2. Para cada uno de los paneles de uno de los dos circuitos de sales del receptor se calculan las potencias emisivas (30) haciendo uso de la temperatura de tubos supuesta inicialmente. Junto con las potencias emisivas, se calcula la cantidad de energía recibida en la pared refractaria y en los tubos según la ecuación (49).

$$H = 0.9 \cdot F_{ij} \cdot A_s \cdot G \quad (49)$$

Donde:

F_{ij}	factor de forma del cielo con la pared y los tubos (F_{sr} o F_{st})
$A_s = P \cdot AR$	área de cielo de la superficie de control
G	potencia térmica recibida por unidad de superficie frontal del receptor

La potencia térmica recibida por unidad de superficie frontal del receptor se calcula haciendo uso de la ecuación (21) que determina la energía térmica recibida durante una hora en el receptor y dividiendo este valor por el área frontal del mismo.

3. Se resuelve el sistema de ecuaciones descrito en la ecuación (40) obteniendo así el valor de J_t la radiosidad de los tubos.
4. Se calculan las propiedades de las sales (C_p , K_t , ρ , μ) según las ecuaciones (41), (42), (43) y (44).
5. Conocida la radiosidad de los tubos J_t se determina con la ecuación (50) el valor de q_t .

$$q_t = \frac{E_{bt} - J_t}{\frac{1 - \varepsilon_t}{\varepsilon_t \cdot A_t}} \quad (50)$$

6. Se calcula la potencia térmica perdida por el fenómeno de convección (q_{conv}) desde los tubos hacia el aire haciendo uso de la correlación empírica (35).
7. Se calcula el flujo másico haciendo uso de la ecuación (28) donde la potencia térmica percibida por las sales es la resultante del paso 5 restando las pérdidas determinadas en el paso 6.

$$q_{abs,tubo} = -q_t - q_{conv}$$

Nótese que con el fin de cumplir el balance de masa a través del receptor, dicho flujo másico será el que circule paneles subsiguientes. Es decir, dado un incremento térmico se determina el flujo másico de sales fundidas a través del

primer panel y éste flujo másico ha de mantenerse constante a lo largo de los paneles que están conectados en serie con el mencionado primer panel. Esto resulta en una pequeña variación del salto térmico por panel debido a la variación de las propiedades de las sales fundidas con la temperatura.

8. Por otro lado, se resuelve el fenómeno de convección forzada que se da dentro de los tubos. Se calcula entonces el coeficiente de convección desde el tubo hacia las sales haciendo uso de la ecuación (37)
9. A continuación se calcula el coeficiente global de transmisión de calor definido en la ecuación (51)

$$U = \left[\frac{1}{h} \cdot \frac{d_{ext}}{d_{int}} + \ln \left(\frac{d_{ext}}{d_{int}} \right) \cdot \frac{d_{ext}}{2\pi \cdot k_t} \right]^{-1} \quad (51)$$

10. Con esto, se vuelve a calcular la temperatura de los tubos según la ecuación (52). Esta temperatura recién calculada, T_t , se compara con la T_t' supuesta inicialmente y con la tolerancia. En caso de ser la diferencia entre T_t y T_t' mayor que la tolerancia T_t' pasa a tomar el valor de T_t y se vuelve a repetir el proceso iterativo.

$$\frac{T_t - T_{out}}{T_t - T_{in}} = \exp \left(U \cdot \frac{A_t}{m_t \cdot \dot{C}_{psalt}} \right) \rightarrow$$

$$T_t = \frac{T_{in} - T_{out} \cdot \exp(U \cdot A_t / m_t \cdot \dot{C}_{psalt})}{1 - \exp(U \cdot A_t / m_t \cdot \dot{C}_{psalt})} \quad (52)$$

Donde m_t hace referencia al flujo de sales fundidas que circula por un tubo.

4.4.PROCESO ITERATIVO EN LA CONFIGURACIÓN MULTITORRE

El proceso iterativo realizado para la configuración multitorre no puede ser similar al de torre única. La imposición de la hipótesis de variación de temperatura de las sales constante en cada uno de los paneles provoca que a cada torre del campo multitorre le corresponda un flujo másico de sales fundidas distinto. Este resultado es una incongruencia: las conexiones de conductos de sales fundidas entre torre y torre están realizadas tanto en serie como en paralelo y no permiten valores distintos del flujo

másico en las conexiones en serie. Los resultados de la iteración térmica incumplen directamente la conservación de la masa de las torres conectadas en serie si el algoritmo utilizado en la configuración multitorre es el descrito en la sección *4.3. Proceso Iterativo en la configuración de torre única*.

Se procede entonces a sustituir la hipótesis de variación de temperatura de las sales constante en cada una de las torres por la hipótesis de conservación del flujo másico de sales fundidas a través de las torres conectadas en serie. Se supone un incremento inicial de temperatura de las sales entre la entrada y la salida de los paneles de la primera torre de la conexión en serie (de ahora en adelante torre cabeza de columna); es decir, el aumento de temperatura de la sal es igual en los paneles de la torre cabeza de columna. Sin embargo, no lo será para las subsiguientes. Estas torres (de ahora en adelante torres subsecuentes) mantendrán el flujo másico resultado de la iteración térmica de la torre cabeza de columna.

Por ello, el proceso iterativo para determinar el flujo másico, temperaturas de entrada y salida de las sales fundidas y temperatura de los tubos de las torres cabeza de columna es idéntico al del capítulo *4.3. Proceso Iterativo en la configuración de torre única*. No es el caso de las torres subsecuentes, para las que se modifica el proceso iterativo tal y como se describe a continuación:

1. La resolución del proceso iterativo de la torre cabeza de columna establece el flujo másico a través de un tubo (m_t) de las torres subsecuentes.
2. Para cada uno de los paneles de uno de los dos circuitos de sales del receptor se calculan las potencias emisivas (30) haciendo uso de la temperatura de tubos supuesta inicialmente. Junto con las potencias emisivas, se calcula la cantidad de energía recibida en la pared refractaria y en los tubos según la ecuación (49). La potencia térmica recibida por unidad de superficie frontal del receptor se calcula haciendo uso de la ecuación (21) que determina la energía térmica recibida durante una hora en cada uno de los receptores y dividiendo este valor por el área frontal de los mismos.
3. Se resuelve el sistema de ecuaciones descrito en la ecuación (40) obteniendo así el valor de J_t , la radiosidad de los tubos.
4. Se calculan las propiedades de las sales (C_p , K_t , ρ , μ) según las ecuaciones (41), (42), (43) y (44).
5. Conocida la radiosidad de los tubos J_t se determina con la ecuación (50) el valor de q_t .
6. Se calcula la potencia térmica perdida por el fenómeno de convección (q_{conv}) desde los tubos hacia el aire haciendo uso de la correlación empírica (35).

7. Se calcula el salto de temperaturas de las sales haciendo uso de la ecuación (28) donde la potencia térmica percibida por las sales es la resultante del paso 5 descontando las pérdidas determinadas en el paso 6.
8. Por otro lado, se resuelve el fenómeno de convección forzada que se da dentro de los tubos. Se calcula entonces el coeficiente de convección desde el tubo hacia las sales haciendo uso de la ecuación (37)
9. A continuación se calcula el coeficiente global de transmisión de calor definido en la ecuación (51)
10. Con esto, se vuelve a calcular la temperatura de los tubos según la ecuación (52) valor que se compara con la T_t' supuesta inicialmente y con la tolerancia. En caso de ser la diferencia entre T_t y T_t' mayor que la tolerancia T_t' pasa a tomar el valor de T_t y se vuelve a repetir el proceso iterativo.

Nótese que el incremento de temperatura supuesto para la torre cabeza de columna no es necesariamente el que determina un flujo másico de sales óptimo en las condiciones de radiación de cada hora. Para la optimización de dicho flujo másico de sales una vez finalizada la iteración de todas las torres del campo se procede a la comprobación de las temperaturas máximas de los tubos de todos los receptores y de las temperaturas de salida de las sales del último panel de cada columna de torres.

Conocidos estos datos se varía el flujo másico de cada columna para conseguir el máximo flujo de sales total. Es decir, la suma de los flujos de sales de cada columna debe resultar en un flujo de sales total a una temperatura de 560 °C. Además, se establece un bucle de control para comprobar que:

- La temperatura de los tubos no excede 650°C
- La temperatura de las sales fundidas no excede 570°C
- La temperatura de las sales a la salida del último panel de cada columna de torres no es inferior a 300°C
- La temperatura del flujo de sales total una vez combinados los flujos de cada columna de torres no es inferior a 400°C

Los rangos superiores de las temperaturas máximas de los tubos y de las sales fundidas evitan el deterioro de ambos elementos. Los límites inferiores de las temperaturas de las sales fundidas evitan, por un lado, el cambio de fase de las mismas y, por otro lado, que sea más costoso hacer funcionar el campo solar multitorre que hacer funcionar el ciclo con la caldera auxiliar de gas natural.



Debido a la conexión en paralelo de las series de torres es posible mantener fuera de servicio las columnas de torres en las que la radiación térmica recibida no sea suficiente para aumentar la temperatura de las sales fundidas por encima de 300°C.

5. CICLO DE POTENCIA

El ciclo o bloque de potencia es la sección de la planta encargada de convertir la potencia térmica acumulada en las sales fundidas en potencia eléctrica, permitiendo su volcado en la red y el consecuente beneficio por venta de dicha energía eléctrica.

El ciclo de potencia utilizado en este proyecto y en general en todas las centrales térmicas solares puras es el ciclo Rankine de vapor. Dicho ciclo se basa en el calentamiento de agua presurizada hasta su total vaporización para después extraer dicho calor en forma de energía mecánica haciéndolo circular por una turbina de vapor.

Los ciclos Rankine pueden ser simples (Figura 58); lo cual incluye las etapas de bombeo, calentamiento y vaporización del agua, expansión en turbina y condensación. Los ciclos Rankine también pueden incluir etapas intermedias que mejoren la eficiencia del ciclo (Figura 59). Dichas etapas pueden ser sobrecalentamiento, recalentamiento, subenfriamiento, etc.

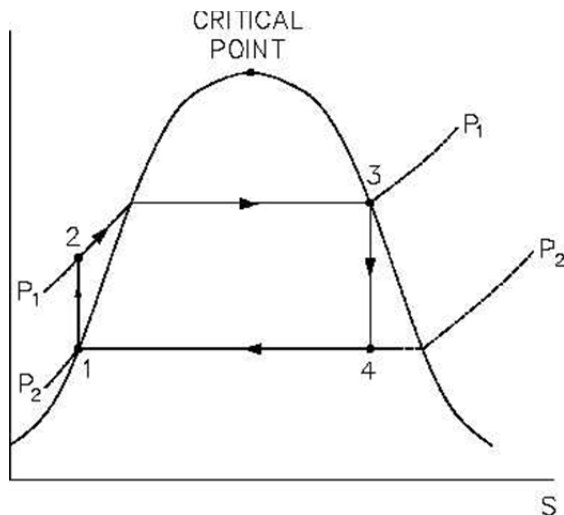


Figura 58. Ciclo Rankine básico. Fuente: (Callen, 1985)

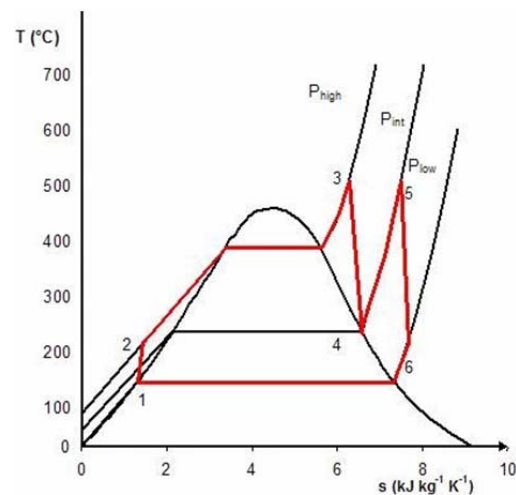


Figura 59. Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento. Fuente: (Wikimedia, 2012)

En los diagramas temperatura-entropía mostrados en la Figura 58 y en la Figura 59 puede observarse el recorrido del agua a través de los distintos elementos del ciclo. El punto 1 del diagrama de la Figura 58 está situado sobre la campana de finalización del cambio de fase vapor – líquido por lo que el agua se encontrará en un estado 100% líquido saturado. La bomba aumentará su presión desde P_1 (presión de baja) hasta P_2 (presión de alta) en un proceso isentrópico o con rendimiento de la entropía dado por las irreversibilidades en la bomba. Entre los puntos 2 y 3 se produce el calentamiento, cambio de fase y sobrecalentamiento (en el caso de la Figura 59). El vapor sobrecalentado es entonces expandido en el cuerpo de turbina (de una o varias etapas) en un proceso isentrópico o con un crecimiento de la entropía como consecuencia de las irreversibilidades en la turbina. El ciclo se completa en el condensador que extrae del flujo de vapor la energía suficiente como para devolverlo al estado termodinámico 1; es decir al estado de agua líquida saturada lista para comenzar de nuevo el ciclo.

Existen ciclos térmicos solares mixtos, que combinan la energía solar y los combustibles fósiles permitiendo así el funcionamiento de un ciclo combinado de gas (Brayton) y vapor (Rankine). Un ejemplo se puede apreciar en la Figura 60. En esta central, el fluido de trabajo que circula por el receptor es gas. Este gas se utiliza directamente en el ciclo Brayton. El calor de los gases de escape del ciclo Brayton se utiliza para calentar un ciclo de vapor Rankine. Estos ciclos combinados son menos habituales en el contexto de las centrales solares.

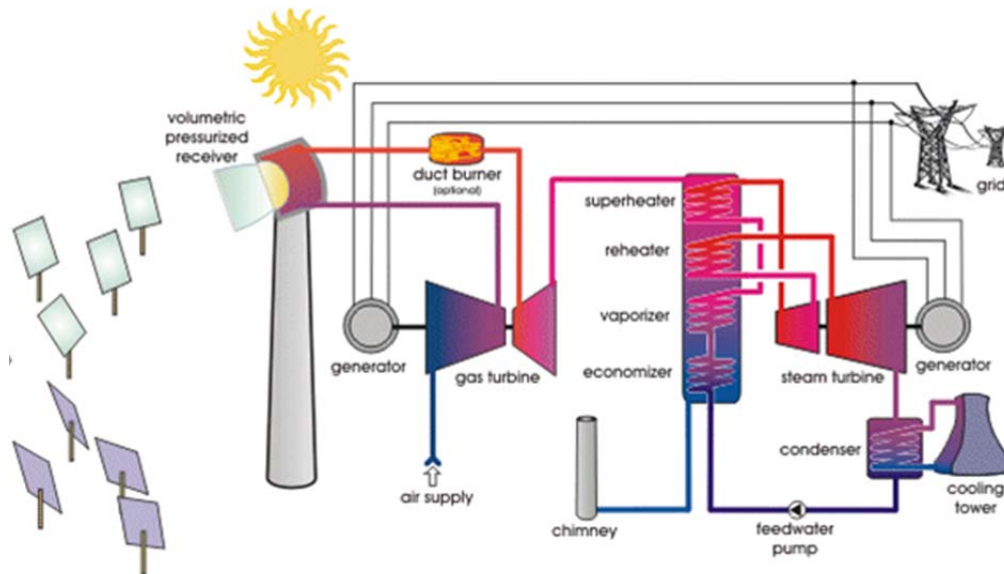


Figura 60. Ciclo combinado con hibridación solar. Fuente: (Volker Quasching, 2012)

Por motivos de brevedad en el presente proyecto se utilizará un ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento. Los elementos que componen este ciclo son:

- Bomba
- Intercambiador de calor generador de vapor
- Intercambiador de calor recalentador
- Turbina de vapor con etapa de alta y baja presión
- Condensador

5.1.BOMBA

La bomba es el elemento encargado de elevar la presión del flujo de agua líquida desde la presión de baja del ciclo (PB) a la presión de alta (PA). El proceso ideal es isentrópico y se diferencia del real a través de un rendimiento isentrópico del 87%.

Por la bomba pasa todo el flujo másico del ciclo. Es el elemento posterior al condensador y previo al generador de vapor.



Figura 61. Elementos anterior y posterior a la bomba del ciclo Rankine. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1. BALANCE DE MASA

Se realiza un balance de masa del flujo que atraviesa la bomba, sabiendo que al ser un elemento con una única entrada de flujo másico y una única salida de flujo másico y no acumularse masa en su interior entra la misma cantidad de masa por segundo que sale. Coincide además la cantidad de flujo con la de la corriente principal del ciclo. La ecuación (53) expresa el balance de masa matemáticamente (Moran, y otros, 2004).

$$\left(\frac{dm}{dt}\right)_{vc} = 0 = \dot{m}_{eb} - \dot{m}_{sb} \rightarrow \dot{m}_{eb} = \dot{m}_{sb} = \dot{m} \quad (53)$$

Donde

\dot{m}_{eb}	flujo másico de entrada a la bomba
\dot{m}_{sb}	flujo másico de salida de la bomba
\dot{m}	flujo másico del ciclo

5.1.2. BALANCE DE ENERGÍA

El balance de energía en los elementos del ciclo Rankine determina la variación de la energía con el tiempo en el volumen de control que constituyen cada uno de dichos elementos. Dado que se estudia el estado estacionario dicha variación es nula. El balance de energía relaciona entonces el calor absorbido por el fluido por unidad de tiempo con la potencia mecánica realizada hacia el exterior y con las propiedades del fluido en la entrada a la bomba y a la salida de la bomba. Estas propiedades hacen referencia a la cantidad de masa que entra o sale por unidad de tiempo; a la entalpía específica del fluido a la entrada y a la salida; a la energía cinética específica del fluido a la entrada y a la salida y a su energía potencial específica a la entrada y a la salida de la bomba. La expresión matemática completa del balance de energía en la bomba se representa en la ecuación (54) (Moran, y otros, 2004):

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_{eb} \cdot \left(h_{eb} + \frac{c_{eb}^2}{2} + g \cdot z_{eb} \right) - \dot{m}_{sb} \cdot \left(h_{sb} + \frac{c_{sb}^2}{2} + g \cdot z_{sb} \right) \quad (54)$$

Donde

E_{vc}	energía en el volumen de control
t	tiempo
\dot{Q}	calor absorbido por unidad de tiempo

\dot{W}	potencia mecánica realizada hacia el exterior
h	entalpía específica del fluido
$\frac{c_b^2}{2}$	energía cinética específica del fluido
$g \cdot z$	energía potencial específica del fluido

Teniendo en cuenta que la entrada y salida de la bomba están a la misma altura absoluta, que la energía cinética se mantiene constante y que el calor que intercambia el sistema es despreciable se tiene que en un estado estacionario la potencia necesaria para activar la bomba es:

$$\dot{W}_b = \dot{m} \cdot (h_{sb} - h_{eb})$$

Cambiando a nomenclatura global del ciclo Rankine se define el trabajo específico realizado por la boba como:

$$\dot{W}_b = \dot{m} \cdot (h_2 - h_1) \quad (55)$$

Nótese que h_2 es la entalpía del fluido a la salida de la bomba, resultante de un proceso de bombeo real, afectado por el rendimiento de la bomba η_b . Este rendimiento de la bomba se define como:

$$\eta_b = \frac{\dot{W}_{b,ideal}}{\dot{W}_{b,real}} \quad (56)$$

Como el rendimiento de la bomba es menor que la unidad, la bomba consume más energía de la que consume su proceso ideal. Aplicando la definición de este rendimiento puede obtenerse el trabajo y la entalpía de salida en una bomba real. En el presente proyecto se considerará que el rendimiento de la bomba es $\eta_b=0,87$. Este valor es representativo de los rendimientos de bombas típicamente utilizadas para este tipo de ciclos.

Se plantea entonces la potencia de la bomba teniendo en cuenta el rendimiento isentrópico

$$\eta_b = \frac{\dot{m} \cdot (h_{2s} - h_1)}{\dot{m} \cdot (h_2 - h_1)} \rightarrow h_2 = \frac{(h_{2s} - h_1)}{\eta_b} + h_1 \rightarrow \dot{W}_b = \dot{m} \cdot \frac{(h_{2s} - h_1)}{\eta_b} \quad (57)$$

Donde h_{2s} se obtiene a partir de la presión de alta y la entropía del punto 1.

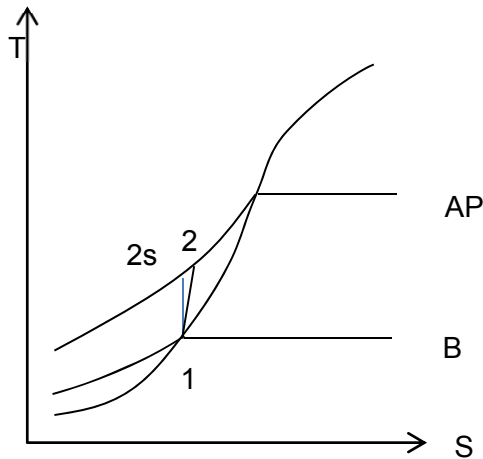


Figura 62. Boceto del diagrama T-S en la zona de bombeo. Fuente: Elaboración propia.

5.2. INTERCAMBIADORES DE VAPOR

En este caso los elementos encargados de extraer el calor de las sales son dos intercambiadores de calor cerrados. Uno de ellos, el intercambiador de calor generador de vapor extrae calor de las sales fundidas para elevar la temperatura del flujo másico del ciclo, provocando su cambio de fase y haciendo que alcance la temperatura máxima del ciclo. El otro intercambiador es el intercambiador de vapor recalentador, encargado de extraer calor de las sales para aumentar la temperatura del flujo másico del ciclo entre la salida del cuerpo de turbina de alta presión y la entrada del cuerpo de turbina de baja presión. Ambos procesos son prácticamente isobáricos. Los flujos másicos que atraviesan los intercambiadores provienen de los siguientes elementos:

1. Flujo de sales proveniente del tanque caliente
2. Flujo de agua líquida proveniente de la bomba
3. Flujo de vapor de agua proveniente del cuerpo de turbina de alta presión

Los destinos de dichos flujos, una vez atraviesan el generador de vapor son respectivamente:

1. Flujo de sales con dirección al tanque de sales frías
2. Flujo de vapor de agua dirigido a la entrada del cuerpo de turbina de alta presión
3. Flujo de vapor de agua dirigido a la entrada del cuerpo de turbina de baja presión

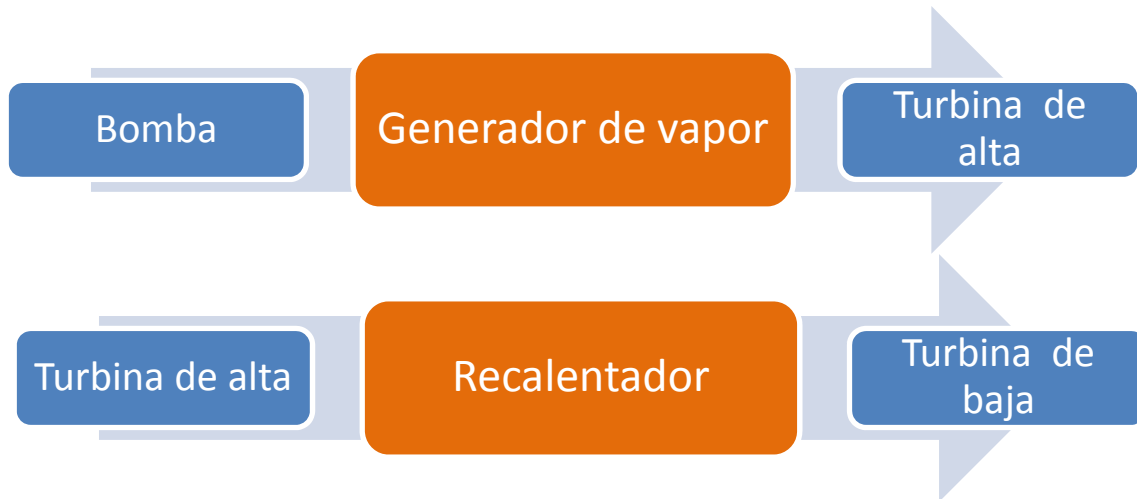


Figura 63. Elementos anterior y posterior a los intercambiadores de calor del ciclo Rankine.
Fuente: Elaboración propia.

5.2.1. BALANCE DE MASA

Tanto el balance de masa como el balance de energía pueden aplicarse al conjunto del intercambiador de vapor generador de calor y del intercambiador de calor recalentador. De esta manera, existen tres flujos de entrada los intercambiadores y tres flujos de salida pero a nivel de flujo másico existen únicamente dos balances: uno para las sales y otro para el agua.

$$\begin{aligned}\dot{m}_2 &= \dot{m}_3; \dot{m}_4 = \dot{m}_5 \\ \dot{m}_{sales} &= \dot{m}_{sales}\end{aligned}\quad (58)$$

Nótese que la numeración de los flujos másicos hace referencia a los puntos del diagrama del ciclo Rankine (Figura 59). El balance de masas no aporta ningún dato representativo ya que $\dot{m}_2, \dot{m}_4, \dot{m}_3$ y \dot{m}_5 son todas iguales a \dot{m} .

5.2.2. BALANCE DE ENERGÍA

$$\begin{aligned}\frac{dE_{vc}}{dt} &= \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_2 \cdot \left(h_2 + \frac{c_2^2}{2} + g \cdot z_2 \right) - \dot{m}_3 \cdot \left(h_3 + \frac{c_3^2}{2} + g \cdot z_3 \right) + \dot{m}_4 \\ &\quad \cdot \left(h_4 + \frac{c_4^2}{2} + g \cdot z_4 \right) - \dot{m}_5 \cdot \left(h_5 + \frac{c_5^2}{2} + g \cdot z_5 \right) + \dot{m}_s \\ &\quad \cdot \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \dot{m}_s \cdot \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + g \cdot z_s \right)\end{aligned}\quad (59)$$

La numeración de los parámetros corresponde a los puntos del diagrama Rankine (Figura 59). En lo respectivo al flujo de sales se denomina con el subíndice 'e' a los estados de entrada al intercambiador y con 's' a los estados de salida del intercambiador de calor.

En el generador de vapor no se realiza ningún trabajo y al estar perfectamente aislado la transferencia de calor con el exterior es nula ($Q=0; W=0$). Se estudia el problema en estado estacionario con lo que la variación de la energía en el volumen de control es nula. Con ello el balance de energía queda reducido a la expresión (60).

$$\dot{m}_s(h_e - h_s) = \dot{m}(h_3 + h_5 - h_2 - h_4) \quad (60)$$

El balance de energía indica que la cantidad de calor perdida por las sales es absorbida conjuntamente por el flujo de agua en el calentamiento y en el recalentamiento. De manera específica se establece la potencia térmica específica recibida en el intercambiador de calor generador de vapor en la ecuación (61) y la potencia térmica específica recibida en el intercambiador de calor recalentador en la ecuación (62).

$$\frac{\dot{Q}_{GV}}{\dot{m}} = (h_3 - h_2) \quad (61)$$

$$\frac{\dot{Q}_R}{\dot{m}} = (h_5 - h_4) \quad (62)$$

5.3. TURBINA

La turbina de vapor es el elemento del ciclo encargado de convertir en energía mecánica la energía contenida en el vapor de agua que se encuentra a alta presión y a alta temperatura. Esto es posible gracias al paso del flujo de vapor por una serie de estatores y rotores de álabes diseñados especialmente para reducir la presión al tiempo que se extrae la energía del vapor para transmitirla al eje de giro de la turbina de vapor. Dicho eje está conectado a un generador eléctrico, el cual es la última pieza de la cadena de transformaciones energéticas de la planta.

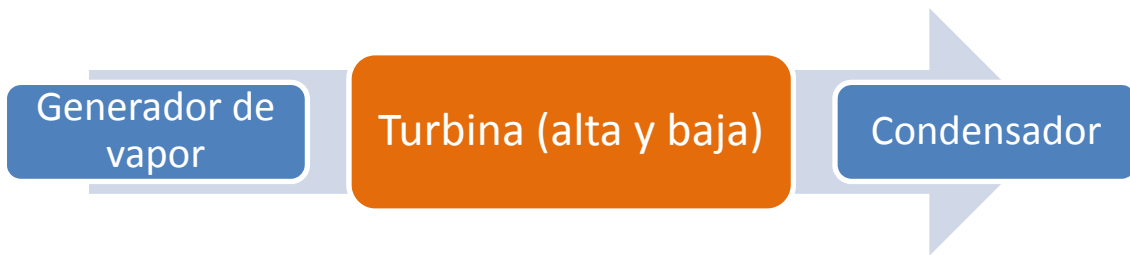


Figura 64. Elementos anterior y posterior a la turbina del ciclo Rankine. Fuente: Elaboración propia.

En los ciclos con recalentamiento, la turbina se compone de un cuerpo de baja presión y de alta presión. Es decir, a mitad de ser expandido en la turbina (punto 4 en la Figura 59) el flujo de vapor que circula por la turbina se extrae. Ese primera parte por la que circula el vapor se denomina cuerpo de alta presión. A continuación se pasa por el intercambiador de vapor recalentador para aumentar su temperatura de manera isobárica y se devuelve al siguiente cuerpo de turbina (5 en la Figura 59) denominado cuerpo de baja presión donde se expandirá hasta el punto 6 de la Figura 59.

La Figura 65 y la Figura 66 muestran detalles e imágenes reales, respectivamente, de turbinas de vapor de centrales térmicas de potencia comerciales.

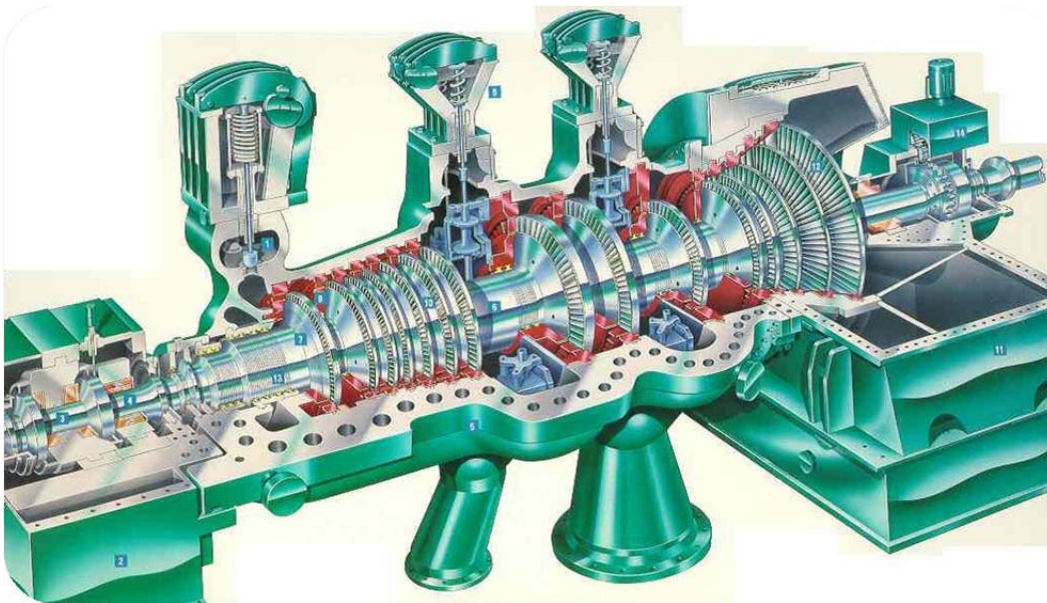


Figura 65. Detalle de una turbina de vapor en la que la carcasa exterior ha sido seccionada y se aprecian los distintos cuerpos de la turbina y 2 extracciones. Fuente: (COGEN Canada, 2011)



Figura 66. Instalación de turbina de vapor de ALSTOM. Fuente: (ALSTOM, 2010)

Tanto el balance de masa como el balance de energía se realiza para el cuerpo de alta presión y para el de baja presión por separado.

5.3.1. BALANCE DE MASA

En este caso, la masa de vapor que entra es igual a la que sale e igual al flujo másico total del ciclo \dot{m} . Esto es aplicable a ambos cuerpos de turbina.

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4; \dot{m}_5 = \dot{m}_6 \quad (63)$$

5.3.2. BALANCE DE ENERGÍA

1. Cuerpo de turbina de alta presión

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_3 \cdot \left(h_3 + \frac{c_3^2}{2} + g \cdot z_3 \right) - \dot{m}_4 \cdot \left(h_4 + \frac{c_4^2}{2} + g \cdot z_4 \right) \quad (64)$$

$$\dot{W}_{t,ap} = \dot{m} \cdot (h_4 - h_3)$$

La turbina es un cuerpo bien aislado térmicamente por lo que el calor intercambiado entre el volumen de control y el exterior puede considerarse nulo ($Q=0$). Se considera el caso estacionario por lo que la variación de la energía según el tiempo es nula.

Existe un rendimiento isentrópico de la turbina motivado por las irreversibilidades producidas en la misma que provocarán que el trabajo realizado por la turbina contra el generador sea menor del esperado si el proceso fuese ideal.

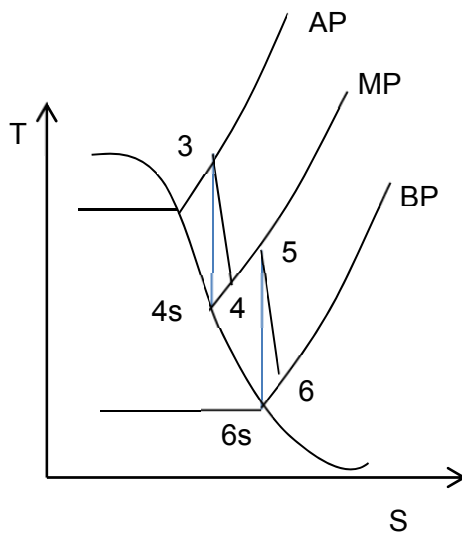


Figura 67. Detalle del diagrama TS del agua en los procesos de expansión y recalentamiento. Fuente: Elaboración propia.

Se define el rendimiento isentrópico en el primer cuerpo de la turbina en la ecuación (65) y de él se obtiene al entalpía del vapor a la salida del cuerpo de turbina y la potencia mecánica producida por el mismo (ecuación (66)).

$$\eta_{t1} = \frac{\dot{m} \cdot (h_4 - h_3)}{\dot{m} \cdot (h_{4s} - h_3)} \quad (65)$$

$$h_4 = \eta_{t1} \cdot (h_{4s} - h_3) + h_3 \rightarrow \dot{W}_{t,ap} = \dot{m} \cdot \eta_{t1} \cdot (h_3 - h_{4s}) \quad (66)$$

Donde h_{4s} se obtiene de considerar que el punto 4s tiene la presión MP y la misma entalpía que el punto 3.

2. Cuerpo de turbina de baja presión

La turbina es un cuerpo bien aislado térmicamente por lo que el calor intercambiado entre el volumen de control y el exterior puede considerarse nulo ($Q=0$). Se considera el estado estacionario por lo que la variación de la energía según el tiempo es nula. De la misma manera que en el cuerpo de turbina de alta presión se establece en la ecuación (67) para el cuerpo de turbina de baja presión: el balance de energía, la definición de rendimiento isentrópico y los valores de la entalpía del vapor a la salida del cuerpo de baja presión y la potencia mecánica producida por el mismo.

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_5 \cdot \left(h_5 + \frac{c_5^2}{2} + g \cdot z_5 \right) - \dot{m}_6 \cdot \left(h_6 + \frac{c_6^2}{2} + g \cdot z_6 \right)$$

$$\dot{W}_{t,bp} = \dot{m} \cdot (h_6 - h_5);$$

$$\eta_{t2} = \frac{\dot{m} \cdot (h_6 - h_5)}{\dot{m} \cdot (h_{6s} - h_5)} \rightarrow \quad (67)$$

$$h_6 = \eta_{t2} \cdot (h_{6s} - h_5) + h_5 \rightarrow$$

$$\dot{W}_{t,bp} = \dot{m} \cdot \eta_{t2} \cdot (h_5 - h_{6s})$$

Nótese que la presión a la que se encuentra el flujo másico de mezcla de líquido y vapor a la salida del cuerpo de turbina de baja presión y por lo tanto a la entrada del condensador se denomina baja presión (BP) y tiene un valor de 0,08 bar. Típicamente el punto 6s es mezcla saturada de líquido y vapor. Para el cálculo de la entalpía del punto 6s es necesario conocer el título de mezcla de dicho punto. La ecuación (68) determina el título de la mezcla x en función de las entropías y el valor de la entalpía del punto 6s en función de dicho título:

$$x_{6s} = \frac{S_{6s} - S_l}{S_g - S_l} \quad (68)$$

$$h_{6s} = x_{6s} \cdot (h_g - h_l) + h_l$$

En el presente proyecto se supondrán unos rendimientos isentrópicos de los cuerpos de alta y baja presión de la turbina iguales entre sí y de valor $\eta_{t1}=\eta_{t2}= 0,87$.

5.4. CONDENSADOR

Finalmente, el condensador es el elemento del ciclo Rankine encargado de devolver isobáricamente el flujo a estado de líquido. Los condensadores son típicamente intercambiadores de calor de flujo cruzado en los que circula la corriente de agua del ciclo por el exterior de los tubos. Por el interior de los tubos se hace circular una corriente de fluido de refrigeración que extrae el calor de condensación. Dicha corriente de refrigeración puede ser agua de un río o (más comúnmente en la península) agua procedente de una torre de refrigeración. En este proyecto no se estudiará la corriente de agua para refrigeración, se supondrá que la salida del condensador es 100% líquido saturado y que pertenece a la isobara de baja presión.



Figura 68. Elementos anterior y posterior al condensador del ciclo Rankine. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1. BALANCE DE MASA

Todo el flujo másico que entra al condensador sale del condensador, como determina la ecuación (69). El flujo másico de agua para refrigeración viene determinado por el balance de energía y cumplirá que todo el fluido de refrigeración que entre al condensador lo abandonará (70). De la misma manera que en apartados anteriores, el subíndice 'ec' hace referencia al estado a la entrada del condensador mientras que el subíndice 'sc' hace referencia al estado a la salida del condensador.

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_1 \quad (69)$$

$$\dot{m}_{ec} = \dot{m}_{sc} \quad (70)$$

5.4.2. BALANCE DE ENERGÍA

El balance de energía en el condensador será tal que permita el cambio de fase a líquido de todo el flujo que lo atraviesa mediante la absorción de calor por parte del fluido de refrigeración.

$$\begin{aligned} \frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_6 \cdot \left(h_6 + \frac{c_6^2}{2} + g \cdot z_6 \right) - \dot{m}_1 \cdot \left(h_1 + \frac{c_1^2}{2} + g \cdot z_1 \right) + \\ \dot{m}_{ec} \cdot \left(h_{ec} + \frac{c_{ec}^2}{2} + g \cdot z_{ec} \right) - \dot{m}_{sc} \cdot \left(h_{sc} + \frac{c_{sc}^2}{2} + g \cdot z_{sc} \right) \end{aligned} \quad (71)$$

5.5. CICLO COMPLETO

Se establece el rendimiento del ciclo de vapor como el trabajo útil neto en el eje rotor dividido por la energía térmica suministrada en el intercambiador de calor generador de vapor. Trasladando el concepto a ecuación el rendimiento global del ciclo resulta:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\frac{\dot{W}_{t,ap}}{\dot{m}} + \frac{\dot{W}_{t,bp}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\dot{Q}_{IC}/\dot{m}} \quad (72)$$

Donde \dot{Q}_{IC}/\dot{m} es la potencia térmica específica que recibe el flujo de agua en los intercambiadores de calor. Es decir, la suma de las potencias térmicas específicas aportadas al ciclo durante la generación de vapor y durante el recalentamiento:

$$\frac{\dot{Q}_{IC}}{\dot{m}} = \frac{\dot{Q}_{GV}}{\dot{m}} + \frac{\dot{Q}_R}{\dot{m}} \quad (73)$$

Los subíndices 'GV' hacen referencia al intercambiador de calor generador de vapor mientras que el subíndice 'R' hace referencia al intercambiador de calor recalentador. Las definiciones de ambas potencias térmicas específicas vienen dadas por las ecuaciones (61) y (62) respectivamente.

La potencia térmica específica transmitida por las sales hacia el flujo de agua del ciclo de vapor viene determinada por la variación de temperatura, por el flujo másico y por el calor específico de las sales. Haciendo uso de la ecuación (42), que determina la variación del calor específico de las sales fundidas se tiene que la potencia térmica específica transmitida por las sales es:

$$\frac{\dot{Q}_{sales}}{\dot{m}_s} = (1 - \varphi_{pérdidas}) \cdot \int_{T_i}^{T_f} (1443 + 0,172 \cdot T) dT \quad (74)$$

Donde $\varphi_{pérdidas}$ es el factor de pérdidas correspondiente a la energía térmica perdida por las sales hacia el ambiente en los conductos y en el sistema de almacenamiento. Integrando la ecuación (74) se obtiene la expresión

$$\frac{\dot{Q}_{sales}}{\dot{m}_s} = (1 - \varphi_{pérdidas}) \cdot \left(1443 \cdot (T_f - T_i) + \frac{0,172}{2} \cdot (T_f^2 - T_i^2) \right) \quad (75)$$

Tanto en la ecuación (74) como en la ecuación (75) el subíndice 'f' hace referencia al estado final que alcanzan las sales fundidas y el subíndice 'i' hace referencia al estado inicial de las sales fundidas.

La combinación de la ecuación (73) y la ecuación (75) resulta en la relación entre el flujo másico de sales fundidas que circula por el conjunto de intercambiadores de calor y el flujo másico de agua del ciclo de vapor:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_{sales}}{h_3 - h_2 + h_5 - h_4} \quad (76)$$

Se define la potencia específica del ciclo como:

$$\dot{W}_{ciclo} = \dot{m} \cdot \left(\frac{\dot{W}_{t,ap}}{\dot{m}} + \frac{\dot{W}_{t,bp}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} \right) \quad (77)$$

Finalmente, para la obtención de la potencia eléctrica de la central térmica solar se define:

$$\dot{W}_e = \eta_{generador} \cdot \dot{W}_{ciclo} \quad (78)$$



6.RESULTADOS

6.1.CASOS A ESTUDIAR

El presente proyecto tiene como objetivo principal analizar el impacto de la configuración del campo de heliostatos en el resultado eléctrico de la central.

Para conseguir alcanzar este objetivo se analizarán dos centrales térmicas de receptor central en paralelo:

- Central térmica solar de receptor central con receptor único situado en una torre central.
- Central térmica solar de receptor central con múltiples receptores situados en torres de menor tamaño.

Para facilitar la comparación, los resultados se obtienen asimilando el caso de central de torre única a la central térmica solar GEMASOLAR (descrita previamente en el capítulo 2.2.3*Gemasolar*). De esta central real se han obtenido características como el tamaño y el número de heliostatos que serán utilizados en la central de torre única del proyecto.

6.1.1. CASOS PRINCIPALES

Se estudiará entonces el caso particular de torre única con 2650 heliostatos y el caso multitorre con similar superficie de espejos pero con heliostatos de menor tamaño. Con el caso de tipo multitorre se pretende simular un campo que sea el equivalente al caso de torre única cuyas características se han asemejado a las de la central de Gemasolar. Según las referencias encontradas en el bibliografía estudiada los heliostatos SENER utilizados en dicha planta tienen como dimensiones las reflejadas en la Tabla 11 (Collado, y otros, 2012). Por otro lado se mencionan las dimensiones de los mini-heliostatos utilizados en estudios para la mejora de la eficiencia óptica (Amos, y otros, 2011) (Tabla 11).

Dentro del caso principal multitorre descrito es posible formular varias configuraciones de las conexiones entre las torres presentes en el campo. Estas configuraciones se estudian en el presente proyecto con el objetivo de analizar el resultado de diferentes trayectorias del flujo de sales fundidas a través de las torres del campo multitorre. A continuación se describen las configuraciones a estudiar.

a. Conexión de torres Este-Oeste

La primera configuración del circuito de sales fundidas entre torres contempla la conexión en serie de las torres localizadas en la misma fila. Es decir, las torres situadas en la misma latitud cartográfica componen series en fila. Dichas series están conectadas en paralelo entre sí. El flujo de sales accede a la serie de torres por su receptor situado más al Este. Por otro lado, el último receptor recorrido por el flujo de sales en cada serie de torres es el situado más al Oeste. La Figura 69 ilustra la conexión de torres Este-Oeste.

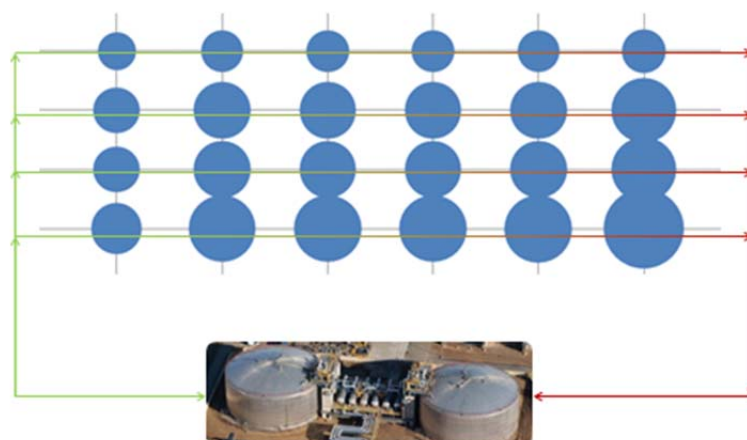


Figura 69. Flujo de las sales en la central multitorre comparado con la potencia térmica en cada torre en un día arbitrario. Conexión Este-Oeste.

b. Conexión de torres Norte-Sur

La segunda configuración del circuito de sales fundidas entre torres contempla la conexión en serie de las torres localizadas en la misma columna. Es decir, las torres situadas en la misma longitud cartográfica componen series. Dichas series están conectadas en paralelo entre sí.

El flujo de sales accede a la serie de torres por su receptor situado más al Norte. Por otro lado, el último receptor recorrido por las sales en cada serie de torres es el situado más al Sur. La Figura 70 ilustra la conexión de torres Norte-Sur.

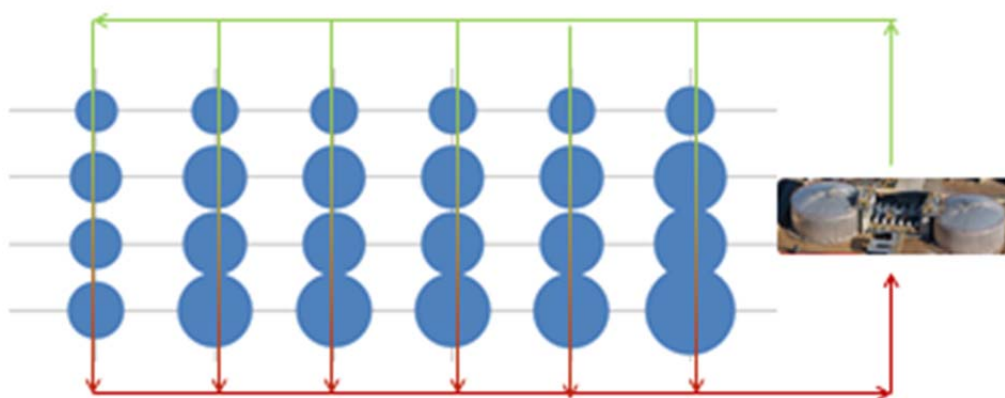


Figura 70. Flujo de las sales en la central multitorre comparado con la potencia térmica en cada torre en un día arbitrario. Conexión de torres Norte-Sur.

c. Torres independientes entre sí

La tercera configuración del circuito de sales fundidas entre torres elimina las conexiones en serie entre torres. El flujo de sales accede a cada torre por separado, eliminando las restricciones de los balances de masa de receptor a receptor. Los flujos de sal fundida procedentes de cada fila de torres se recogen en un único depósito asociado a dicha fila. De dichos depósitos salen los flujos másicos a cada torre de la siguiente fila del circuito (situada al sur de la precedente). Es decir, habrá tantos depósitos como filas de torres en la central. El objetivo de estos depósitos es absorber las posibles diferencias de flujo másico entre torres. Los depósitos de la primera y última fila tienen la función adicional de server como acumuladores térmicos para la operación de la central en período de no insolación. La Figura 71 ilustra la conexión entre torres y depósitos donde se localiza el tanque de sales calientes (TSC), el tanque de sales frías (TSF) y los tanques de sales intermedios (TSI) junto al bloque de potencia (BP).

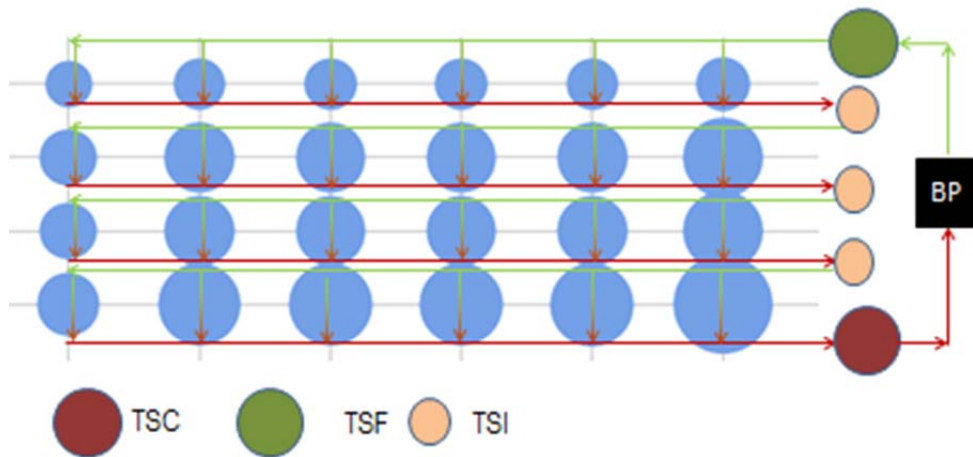


Figura 71. Flujo de las sales en la central multitorre comparado con la potencia térmica en cada torre en un día arbitrario. Torres independientes entre sí.

6.1.2. CASOS SECUNDARIOS

a. Caso secundario número 1

El objetivo del caso secundario número 1 es el estudio de los posibles desplazamientos de la torre dentro de su propio sector en la configuración de campo multitorre. Se define un campo solar multitorre de tamaño reducido para agilizar el proceso de cálculo de las funciones de MATLAB.

El campo multitorre elegido consta de 384 mini-heliostatos y dos torres cuyo posicionamiento variará de acuerdo a las necesidades del estudio.

b. Caso secundario número 2

El objetivo del caso secundario número 2 es el estudio de la variación de la eficiencia óptica del campo multitorre en función del número de torres presente en él. Se define un campo solar multitorre de tamaño reducido para agilizar el proceso de cálculo de las funciones de MATLAB.

El campo multitorre elegido consta de 4.224 mini-heliostatos y sus torres tienen un desplazamiento de $\frac{1}{4}$ respecto al límite sur de su propio sector.

6.2.RESULTADOS

La distribución de los heliostatos en el campo solar es una de las claves del proyecto en cuestión. Para poder realizar la comparación entre el sistema de una torre y el de multitorre es necesario realizar una simulación con la misma superficie de espejo para ambos. Sin embargo, la localización de los mismos dentro del campo solar y el sistema de seguimiento serán totalmente distintos.

Para el modelado del campo se utilizará la herramienta matemática MATLAB® (<http://www.mathworks.es/products/matlab/>). Se crearán distintas funciones que más tarde serán llamadas por el programa final.

Como se ha mencionado en apartados previos, la localización elegida para el emplazamiento de la central es los alrededores del municipio de Tabernas situado en la provincia de Almería, España. Los datos presentados en la Figura 72 representan la radiación solar directa recibida en dicha localización durante el año meteorológico modelo. Estos datos hacen referencia a 12 días del año, uno para cada uno de los doce meses del año. La resolución de estos datos es horaria y sus unidades son vatios hora, equivalentes a 3600 julios.

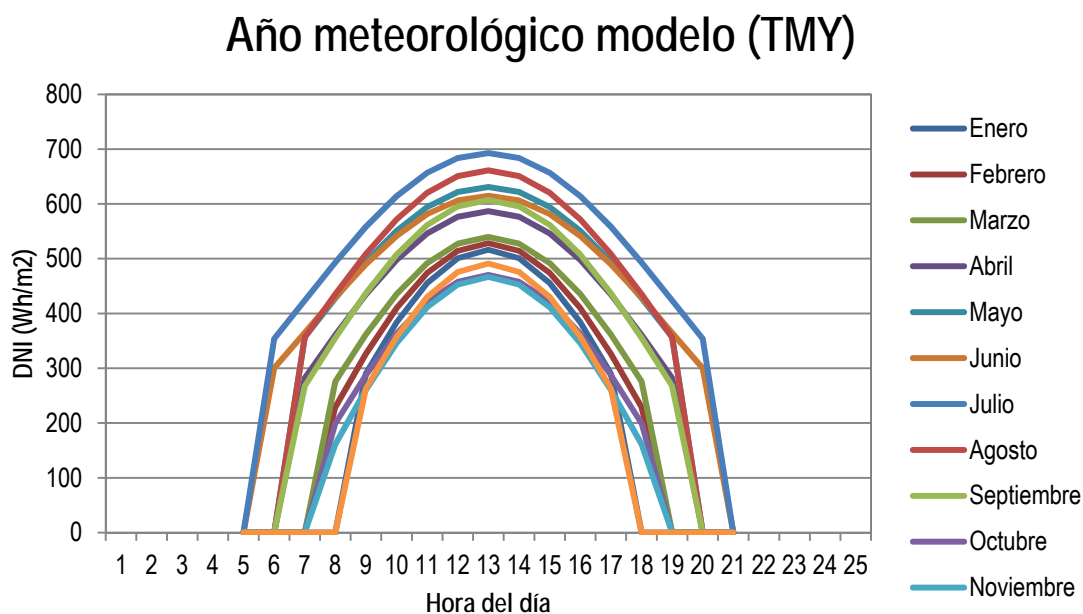


Figura 72. Representación de los valores de DNI (Wh/m^2) durante el día modelo de cada mes del TMY. Resolución horaria.

La simulación del caso principal se basa en el diseño de la planta Gemasolar. Por esto, se estima que tanto los resultados de la central con configuración de torre única

como la central de configuración multitorre presentarán potencias de aproximadamente 20 MWe.

6.2.1. OBTENCIÓN DEL CAMPO SOLAR MULTITORRE

En la Tabla 13 se recogen los datos de partida que el programa supone por defecto o bien el usuario introduce y que hacen posible la obtención de la determinación del campo de heliostatos de la configuración multitorre. La altura de las torres del campo multitorre es de 16,70 metros y se obtiene de Amos, y otros, 2001. El área efectiva hace referencia a la superficie exacta de espejo que presenta cada heliostato. Esta medida es distinta del área total del heliostato en los heliostatos de torre única (tipo SENER, Tabla 11) debido a las separaciones ente cada uno de los espejos que componen el heliostato.

Tabla 13. Datos de partida para el diseño del campo solar.

	Torre única	Multitorre
Número de heliostatos	Aproximación: 2650 Exacto: 2665	110.928
Número de torres	1	24
Datos meteorológicos	Tabla 14	Tabla 14
Altura de la torre de receptor	140 m	16,70 m
Diagonal heliostato	15,70 m	2,36 m
Área efectiva heliostato	115,70 m ²	2,79 m ²
Posición torre	Centrada en campo	¼ N-S

Nótese que el número de heliostatos aproximado hace referencia al número de los mismos introducido por el usuario. En el caso principal se trata de 2650 heliostatos tipo SENER. Sin embargo, el número exacto de heliostatos es de 2665.

**Tabla 14. Selección de 12 días del Año Meteorológico Modelo (TMY) de Tabernas, Almería. DNI (Wh/m2)**

	DÍA (Wh/m2)											
Hora	15	47	73	107	135	168	194	230	257	289	318	350
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	300,1	354	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	282	356,9	364,8	423,7	356,4	267,3	0	0	0
07:00	0	229,1	275,9	360,9	427,8	429,5	493,4	435,3	355,3	199,5	122,4	0
08:00	290,5	326,4	361,7	434,4	494	489,8	558,3	508,8	437,2	287,6	218,4	263,2
09:00	384	410	435,4	497,6	550,7	541,6	614,1	571,9	507,6	363,2	300,8	357,7
10:00	455,7	474,1	491,9	546,1	594,3	581,4	656,9	620,4	561,6	421,3	364,1	430,1
11:00	500,8	514,4	527,5	576,5	621,7	606,3	683,8	650,8	595,5	457,7	403,9	475,7
12:00	516,2	528,2	539,6	586,9	631	614,9	692,9	661,2	607,1	470,2	417,4	491,2
13:00	500,8	514,4	527,5	576,5	621,7	606,3	683,8	650,8	595,5	457,7	403,9	475,7
14:00	455,7	474,1	491,9	546,1	594,3	581,4	656,9	620,4	561,6	421,3	364,1	430,1
15:00	384	410	435,4	497,6	550,7	541,6	614,1	571,9	507,6	363,2	300,8	357,7
16:00	290,5	326,4	361,7	434,4	494	489,8	558,3	508,8	437,2	287,6	218,4	263,2
17:00	0	229,1	275,9	360,9	427,8	429,5	493,4	435,3	355,3	199,5	122,4	0
18:00	0	0	0	282	356,9	364,8	423,7	356,4	267,3	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	300,1	354	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Como se menciona en el capítulo 3.2.2. *Distribución del campo solar* el usuario introduce el número de heliostatos tipo SENER que se desea para la configuración de torre única. El número aproximado de heliostatos introducido para simular el caso principal es 2650. Sin embargo, para poder realizar la distribución correcta del campo solar multitorre número aproximado de mini-heliostatos varía. Por ello, el área de espejo útil se ve modificada tras determinar la configuración definitiva del campo solar multitorre. Teniendo en cuenta dicha modificación se obtiene el número final de heliostatos tipo SENER con los que se realiza la distribución final del campo solar de torre única.

Debido a que la altura de las torres en campos multitorre es inferior a la de torre única, los heliostatos no podrán tener las mismas dimensiones. Como se ha mencionado previamente en el 3.2.2. *Distribución del campo solar*, la equivalencia multitorre-torre única son los metros cuadrados de superficie reflectante del campo solar completo.

Tabla 15. Dimensiones de los heliostatos.

	Diagonal Heliostato	Forma Heliostatos
Multitorre	2,357 metros	Cuadrados
Torre única	15,7 metros	Rectangulares

Además del mencionado número de heliostatos aproximado, el número de torres del campo multitorre es elegido por el usuario. Una vez se han determinado cuántos heliostatos y torres va a tener el campo éste se divide en sectores (Figura 47 y Figura 48) a razón de uno por torre.

Como se menciona en el capítulo 3.2.2. *Distribución del campo solar* en el presente proyecto se analiza el efecto la distribución de los sectores de la configuración multitorre. La distribución de dichos sectores se determina minimizando la longitud de conducto de sal fundida. Suponiendo una longitud arbitraria de 10 metros de lado para los sectores cuadrados del campo solar multitorre se hace uso de las ecuaciones (13) y (14). La Tabla 16 contiene los datos que relacionan los metros de conducto y área ocupada para distintas configuraciones de un campo con 36 sectores y por tanto 36 torres. Se ha escogido 36 por ser un número arbitrariamente grande que permite varias configuraciones del campo solar multitorre. Nótese que el cálculo de la longitud de tubería no tiene en cuenta el recorrido de subida y bajada por la torre hacia y desde el receptor ya que el valor de la suma de todos los recorridos mencionados es igual en todas las configuraciones evaluadas.

Tabla 16. Metros de tubería y perímetro de la planta para las posibles configuraciones de un campo con 36 torres.

Para 36 torres	a	b	Tubería (m)	Perímetro (m)	Ratio tubería/perímetro
18x2	18	2	760	400	1,90
9x4	9	4	600	260	2,31
6x6	6	6	560	240	2,33
4x9	4	9	550	260	2,12
2x18	2	18	600	400	1,50

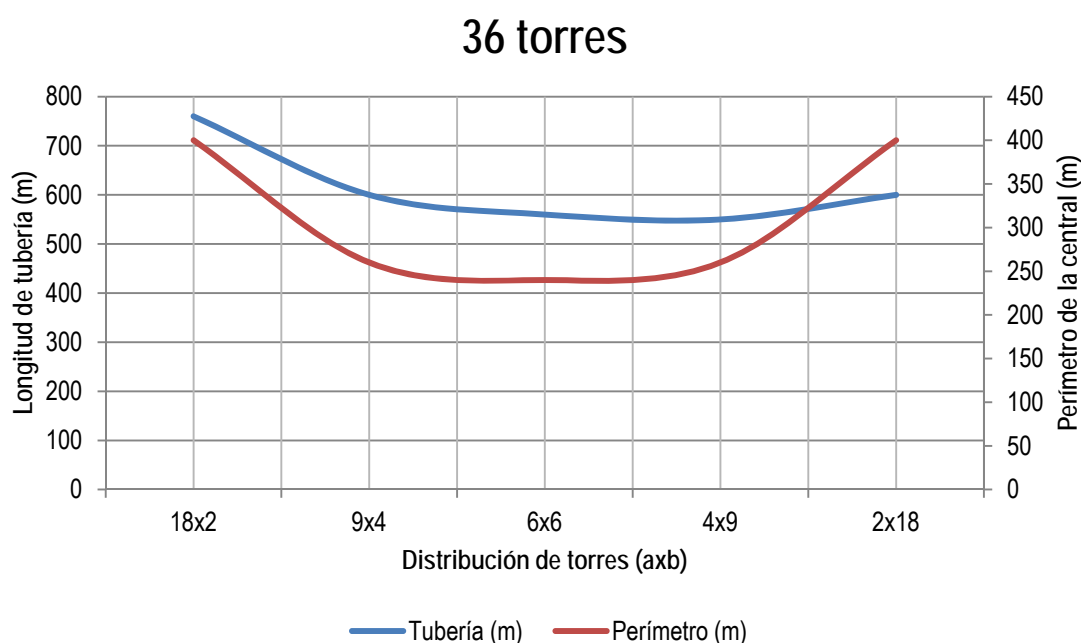


Figura 73. Metros de tubería y perímetro de la planta para distintas configuraciones para 36 torres.

En la Figura 73 puede observarse que para el caso de 36 torres la mínima longitud de conducto de sales fundidas se obtiene para la configuración que presenta una distribución de torres que forma una red rectangular cuya longitud mayor es la Este-Oeste. El coste de construcción de los conductos de sales es previsiblemente mayor que el de vallado del perímetro. Con esto se puede concluir que en caso de que la configuración arroje un mínimo de longitud de tubería ésta será la óptima pese a que dicha configuración no coincida con el mínimo del perímetro de la central.

Sin embargo, existen valores del número de torres para los cuales hay dos configuraciones que presentan el mínimo de metros de tubería, como se analiza en la Figura 74 y en la Tabla 17 para el caso de 30 torres.

Tabla 17. Metros de tubería y perímetro de la planta para las posibles configuraciones de un campo con 30 torres.

Para 30 torres	a	b	Tubería (m)	Perímetro (m)	Ratio tubería/perímetro
15x2	15	2	640	340	1,88
10x3	10	3	550	260	2,12
6x5	6	5	490	220	2,23
5x6	5	6	480	220	2,18
3x10	3	10	480	260	1,85
2x15	2	15	510	340	1,50

30 Torres

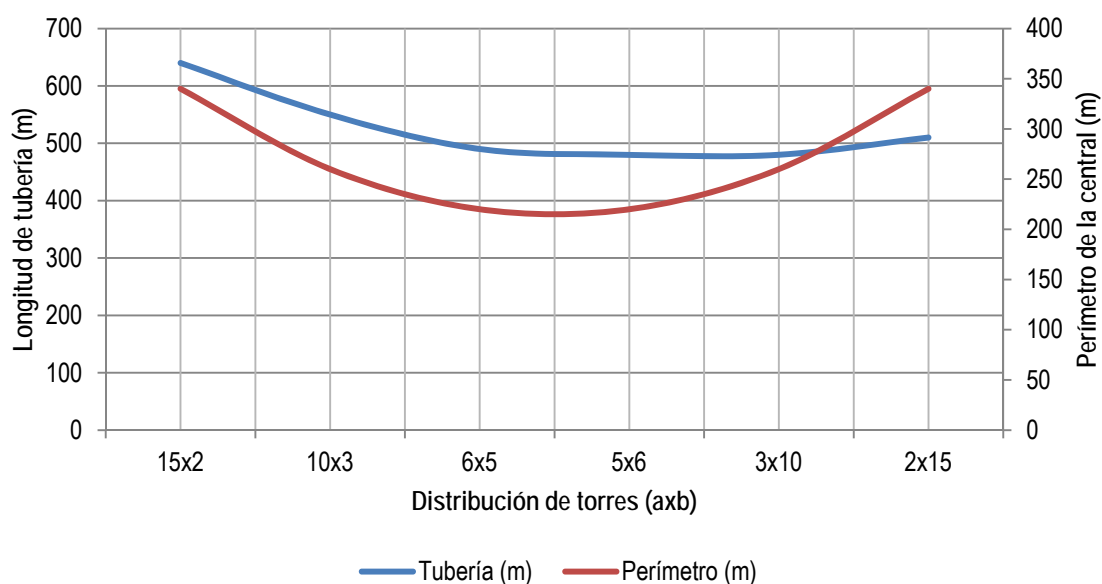


Figura 74. Metros de tubería y perímetro de la planta para distintas configuraciones para 30 torres.

Tal y como se puede apreciar en la Figura 74 y en la Tabla 17 las opciones 5x6 y 3x10 presentan la misma longitud de tubería que a su vez es el mínimo de todas las configuraciones posibles. Sin embargo, el perímetro de la central es mayor en la configuración 3x10 por lo que la configuración más ventajosa es la 5x6.

Con esto, de la Figura 73 y de la Figura 74 se concluye que:

Para cualquier número de torres la más favorable es la rectangular que se aproxime más a la cuadrada y para la cual la distancia Este-Oeste es mayor que la Norte-Sur.

A continuación se determina, como se explica en el capítulo 3.2.2. *Distribución del campo solar* el desplazamiento óptimo de la torre dentro de cada sector del campo solar multitorre.

Los posibles desplazamientos de la torre a evaluar (δ_i) son: 1/2 (centrada), 1/3, 1/4, 1/5 y 1/6 del lado del sector. Estas fracciones hacen referencia a la distancia existente desde el límite sur del sector hasta la localización de la torre. Es decir, una torre con un desplazamiento de 1/2 estará separada del límite sur una distancia igual a la mitad del lado del sector, coincidiendo en este caso con el centro geométrico del sector como puede apreciarse en la Figura 47. Por otro lado, una torre con un desplazamiento de 1/4 estará separada del límite sur una distancia igual a una cuarta parte del lado del sector, como puede apreciarse en la Figura 48.

Haciendo uso de las ecuaciones de normalización (16) y (17) y de los resultados de eficiencia óptica y distancia media heliostato-torre evaluadas de acuerdo al *Caso secundario número 1* se obtienen las normalizaciones de las eficiencias y de la distancia media a la torre. El aumento de la eficiencia óptica permite un mayor aprovechamiento del recurso solar mientras que el aumento de la distancia media heliostato-torre dificulta el aprovechamiento del recurso solar. Por ello, se representará el inverso de la distancia heliostato-torre normalizado en vez de la distancia heliostato-torre normalizada.

En la Figura 75 se representan la normalización de la eficiencia óptica y del inverso de la distancia heliostato-torre.

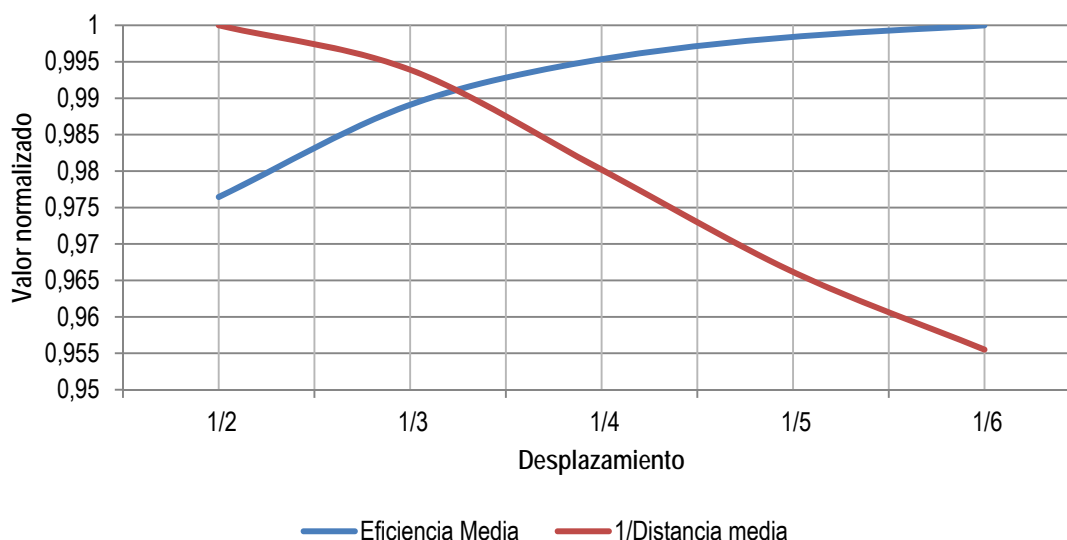


Figura 75. Valores normalizados de la eficiencia óptica y de la distancia heliostato-torre del campo.

En la Figura 75 se aprecia como la eficiencia media del campo aumenta según la torre se acerca al límite sur de su sector. Sin embargo, la distancia media heliostato-torre de los sectores aumenta según la torre se acerca al límite de su sector. En próximos

párrafos de este capítulo se hace referencia al conjunto de heliostatos situados al sur de la fila de torres más sur del campo (recuadro morado en la Figura 84). En esta franja de heliostatos se concentran las eficiencias ópticas más bajas del campo debido al efecto del factor coseno. Es por esto que al aplicar desplazamientos mayores a $1/3$ en las torres la eficiencia óptica global del campo aumenta pese a que la distancia media heliostato-torre también aumente. Es decir, al desplazar las torres de la fila localizada más al sur del campo hacia el sur existe una fracción de heliostatos que cambia su situación respecto a la torre objetivo. Esta fracción de heliostatos pasa de estar situada en la zona sur de la torre a estar situada en la zona norte de la torre. Este cambio se traduce en un aumento de la eficiencia óptica de dichos heliostatos alcanzando incrementos del 20%. Considerando el efecto del aumento de la distancia media heliostato-torre y el efecto de la inclusión de los heliostatos de la franja sur:

Se establece el desplazamiento $\frac{1}{4}$ como el patrón a utilizar en las simulaciones subsecuentes.

Además del desplazamiento de la torre ha de establecerse el número de torres que estarán presentes en la simulación del caso principal. Para ello, se hace uso del Caso secundario número 2. Se realizan 6 simulaciones para distinto número de torres con el único objetivo de obtener las eficiencias ópticas anuales del campo solar completo. Se seleccionan datos puntuales de los resultados de dichas simulaciones para componer la Tabla 18. La tabla de datos completa se puede encontrar en la Tabla 47, contenida en el 12. *Anexo II: Tablas de resultados completas.*

Tabla 18. Eficiencia óptica del campo solar multitorre en función del número de torres. Caso secundario número 2. Datos extraídos de la Tabla 47.

Número de torres	Eficiencia del campo
2	0,5978
3	0,6233
6	0,6458
18	0,6708
24	0,6744
25	0,6724
36	0,6771

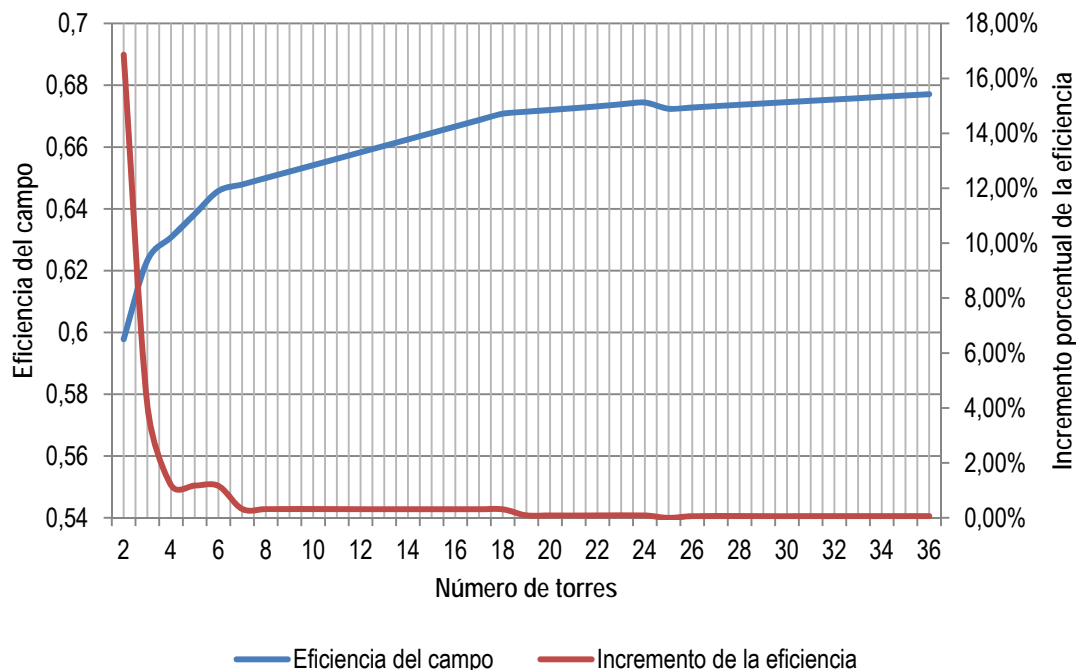


Figura 76. Eficiencia óptica y variación de la misma en campo solar multitorre como función del número de torres. Caso secundario número 2.

La eficiencia óptica de campo aumenta significativamente hasta alcanzar un número de torres superior a 20. A partir de este momento se suaviza la mejora de la eficiencia óptica adquiriendo una tendencia asintótica. Por otro lado, la variación de la eficiencia óptica al incrementar en uno el número de torres presentes en el campo expresada en porcentualmente toma valores positivos hasta el caso de 24 torres. A partir de 24 torres el incremento de eficiencia no es significativo y es incluso marginalmente negativo. Nótese que los valores negativos de la variación de la eficiencia se deben a pequeñas diferencias en las simulaciones debidas a la condición de determinación del campo multitorre. Se desestiman estos valores y se considera como si el incremento porcentual de la eficiencia fuese nulo. Teniendo en cuenta la mejora absoluta de la eficiencia óptica y la variación porcentual de la misma en función del número de torres:

Se selecciona 24 como el número de torres a estudiar en el Casos principal

A continuación se determina la posición de los heliostatos dentro de campo solar y se procede al cálculo de las eficiencias ópticas de cada uno de ellos. Cada uno de los heliostatos presenta una distancia heliostato-torre para cada una de las torres del campo. Esta distancia se introduce en las ecuaciones que determinan los factores de la eficiencia óptica (i.e. (3), (4) y (5)). La ecuación (1) que determina la eficiencia

óptica instantánea está entonces determinada por dichos factores y el coseno del ángulo que forman el vector \mathbf{s} y \mathbf{t} (ecuación (2)).

En la Figura 40 del capítulo 3.2.2. *Distribución del campo solar* se observa la distribución de vectores \mathbf{t} y \mathbf{s} en una simulación bidimensional del campo para hora solar 16:00. Los vectores de color verde representan los vectores heliostato-torre (\mathbf{t}) y los vectores de color azul representan los vectores heliostato-sol (\mathbf{s}).

Con la distribución de \mathbf{t} y \mathbf{s} se determina la eficiencia óptica instantánea para cada una de las relaciones heliostato-torre y en cada hora de luz solar. Un ejemplo se muestra en la Figura 77 donde el color indica la eficiencia óptica asociada a cada heliostato del campo solar multitorre. Esto permite realizar un direccionamiento específico para cada heliostato hacia la torre que provoque mayor eficiencia óptica en él.

Reside en este concepto la gran diferencia entre la torre única y la multitorre: la disminución de la distancia heliostato-torre y la capacidad del heliostato para orientarse hacia su torre objetivo de acuerdo al balance entre distancia y factor coseno tal y como se describe en el apartado 3.2.2. *Distribución del campo solar*.

Con estas eficiencias y los datos meteorológicos del año modelo se aplica la ecuación (21) que arroja como resultado la energía recibida en cada una de las torres que componen el campo solar multitorre.

Se aprecia en la Figura 78 la energía que incide en cada receptor central como función de la posición del heliostato que la refleja para un día y hora ejemplo (día 73 del año a las 12:00 solares). De la Figura 77 resalta que los espejos más energéticos son los situados inmediatamente al norte de cada una de las torres.

Como se detalla en capítulo 3.2. *Eficiencia óptica* la eficiencia óptica de los heliostatos se calcula con resolución horaria para cada una de las horas de cada uno de los 12 días modelo del año. La Tabla 19 contiene los resultados de la eficiencia óptica instantánea media que presentan los heliostatos asociados a cada torre. Es decir, se hace la media de los valores de las eficiencias ópticas inmediatas de todos los heliostatos que tienen una torre objetivo común. Esto se hace para cada uno de los meses del año.

Nótese que la numeración de las torres (1 hasta 24) empieza en la esquina superior izquierda y avanza de izquierda a derecha y de arriba abajo (lectura latina).

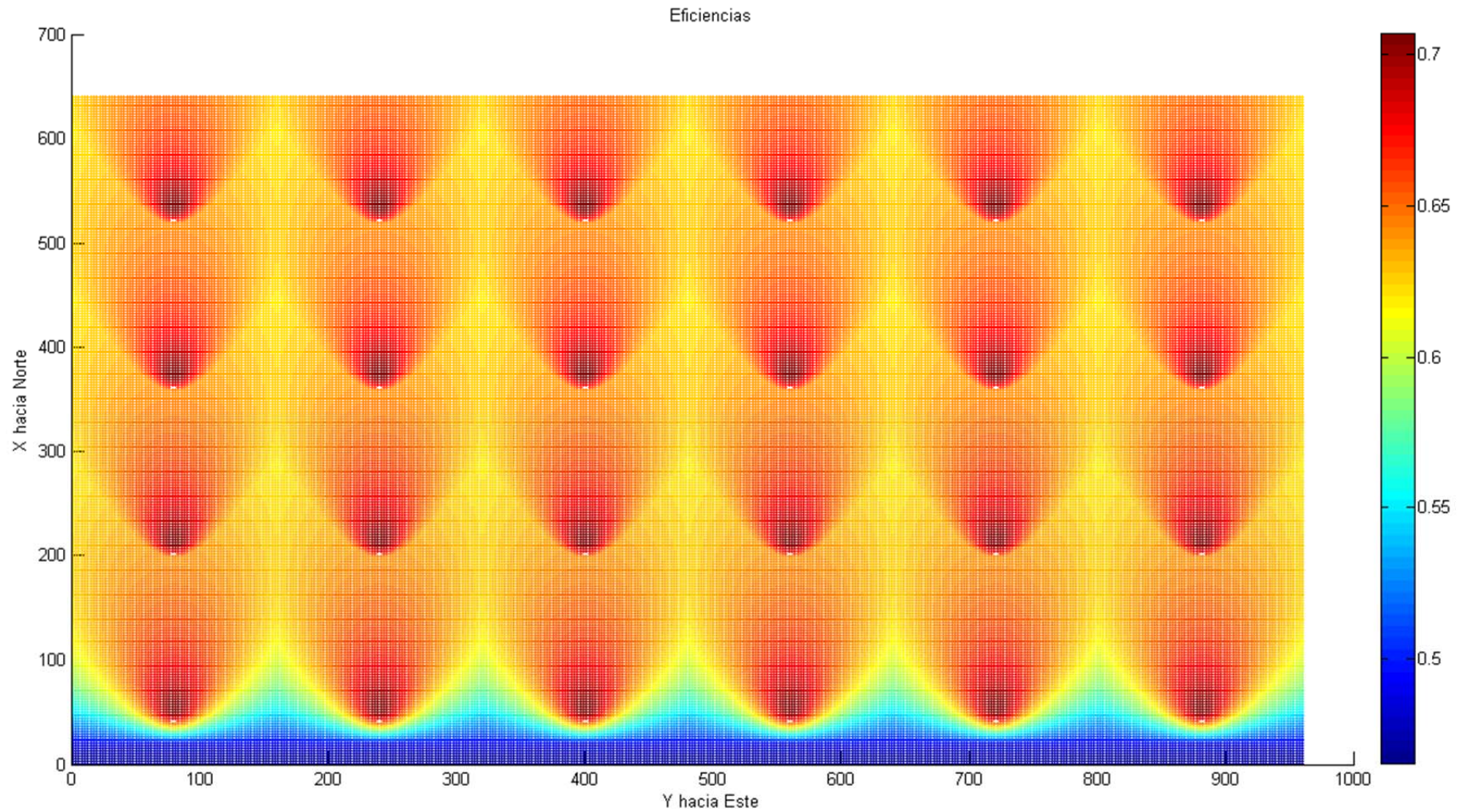


Figura 77. Eficiencias ópticas instantáneas de los heliostatos en el día 73 del año a las 12:00 hora solar. El color indica la eficiencia óptica de cada uno de los heliostatos del campo.

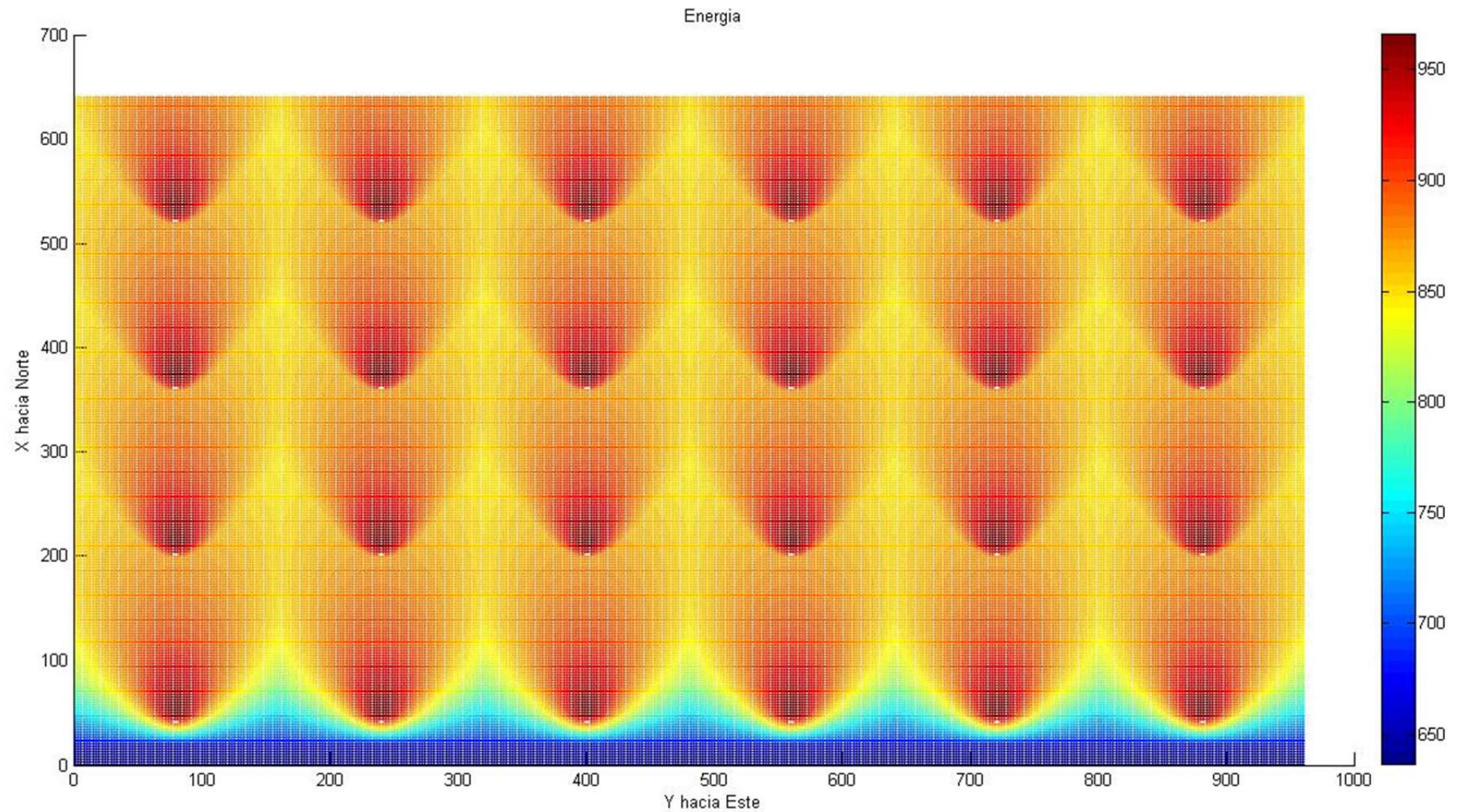


Figura 78. Energía reflejada hacia las torres por cada heliostato el día 73 a las 12:00 hora solar.

Tabla 19. Eficiencias medias mensuales de los heliostatos que apuntan a cada una de las torres.

Nº Torre	Mes											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	0,646	0,641	0,629	0,618	0,610	0,604	0,605	0,613	0,621	0,633	0,645	0,647
2	0,678	0,676	0,673	0,663	0,655	0,649	0,651	0,660	0,669	0,675	0,677	0,678
3	0,677	0,676	0,672	0,663	0,654	0,648	0,650	0,660	0,668	0,675	0,677	0,677
4	0,677	0,676	0,672	0,663	0,654	0,648	0,650	0,660	0,668	0,675	0,677	0,677
5	0,678	0,676	0,673	0,663	0,655	0,649	0,651	0,660	0,669	0,675	0,677	0,678
6	0,646	0,641	0,629	0,618	0,610	0,604	0,605	0,613	0,621	0,633	0,645	0,647
7	0,655	0,649	0,640	0,627	0,618	0,613	0,614	0,623	0,633	0,645	0,653	0,656
8	0,676	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,664	0,672	0,675	0,676
9	0,675	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,665	0,672	0,675	0,676
10	0,675	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,665	0,672	0,675	0,676
11	0,676	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,664	0,672	0,675	0,676
12	0,655	0,649	0,640	0,627	0,618	0,613	0,614	0,623	0,633	0,645	0,653	0,656
13	0,648	0,642	0,635	0,624	0,617	0,613	0,614	0,622	0,631	0,640	0,646	0,649
14	0,676	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,664	0,672	0,675	0,676
15	0,675	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,665	0,672	0,675	0,676
16	0,675	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,665	0,672	0,675	0,676
17	0,676	0,673	0,669	0,659	0,652	0,648	0,649	0,657	0,664	0,672	0,675	0,676
18	0,648	0,642	0,635	0,624	0,617	0,613	0,614	0,622	0,631	0,640	0,646	0,649
19	0,615	0,610	0,605	0,596	0,591	0,591	0,592	0,596	0,602	0,610	0,613	0,617
20	0,659	0,659	0,656	0,647	0,639	0,634	0,635	0,644	0,652	0,658	0,659	0,659
21	0,658	0,659	0,656	0,647	0,639	0,634	0,635	0,644	0,653	0,659	0,659	0,657
22	0,658	0,659	0,656	0,647	0,639	0,634	0,635	0,644	0,653	0,659	0,659	0,657
23	0,659	0,659	0,656	0,647	0,639	0,634	0,635	0,644	0,652	0,658	0,659	0,659
24	0,615	0,610	0,605	0,596	0,591	0,591	0,592	0,596	0,602	0,610	0,613	0,617



Figura 79. Evolución anual de la eficiencia óptica mensual media del campo multitorre (datos y gráfica).

En la Figura 79 se representa la media de la eficiencia óptica instantánea de las 24 torres del campo para cada día modelo de los doce meses del año meteorológico modelo (TMY). Enero corresponde al mes número 1 y diciembre al mes número 12. Se puede observar en la representación de la Figura 79 que la eficiencia óptica del campo multitorre disminuye ligeramente en los meses centrales del año y es máxima en los meses iniciales y finales. Esto se debe al desplazamiento de la torre $\frac{1}{4}$ del campo hacia el sur respecto a la posición central en su sector. Como conclusión principal de los datos reflejados en la Tabla 19 cabe destacar de la eficiencia óptica:

La media anual de eficiencia óptica en el campo multitorre es de 0,649.

Se construye la Figura 80 con las eficiencias ópticas medias anuales de cada una de las torres del campo multitorre. Al analizar dicha figura, se observa que las torres cuyos heliostatos constan de una mayor eficiencia óptica media anual son aquellas que están situadas en los nodos interiores de la red que forma el conjunto de torres.

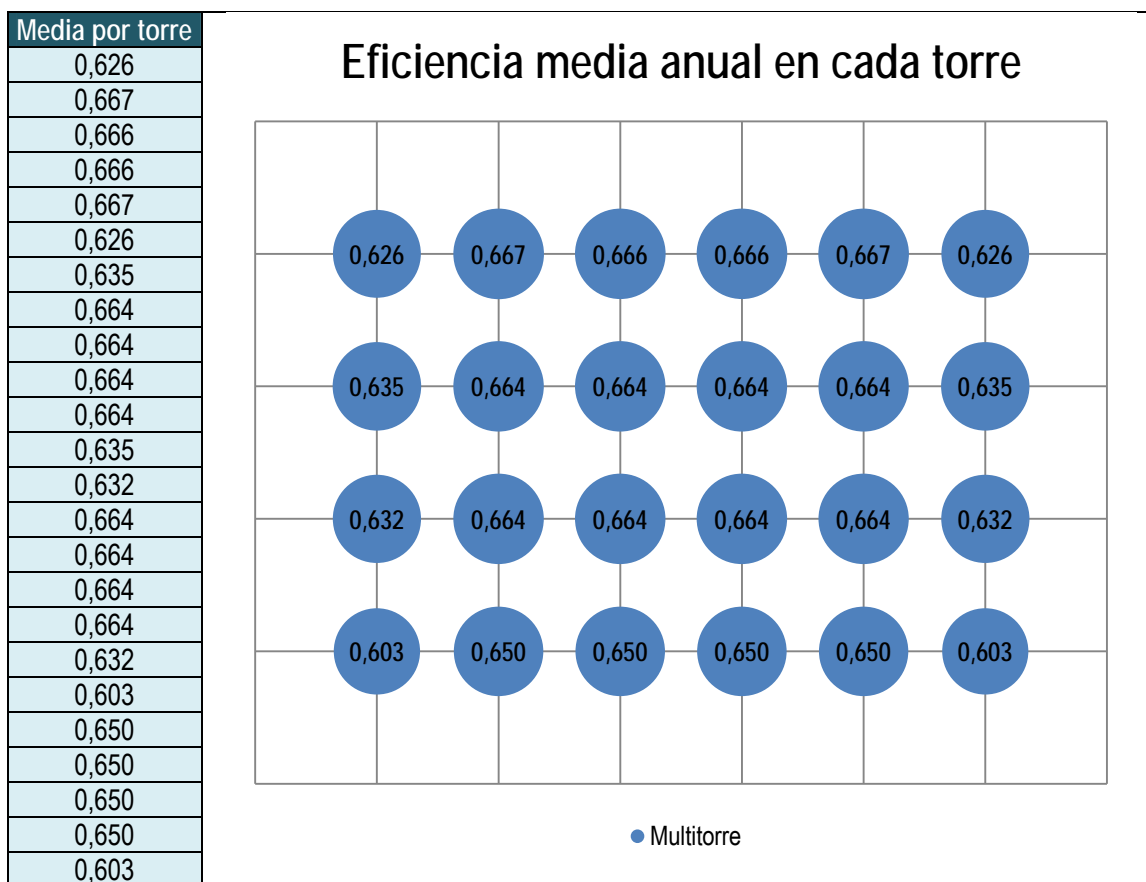


Figura 80. Eficiencia media anual de cada torre (datos y gráfica).

Las eficiencias medias anuales de cada una de las torres (columna de datos adjunta a la Figura 80) presentan una desviación típica de 0,02 puntos entre torres. Esto quiere decir que la variación esperada de la media anual de la eficiencia óptica que presenta cada torre respecto a la media anual de la eficiencia óptica del conjunto de torres es aproximadamente un 3%. De la Figura 80 se puntualiza que:

Las torres cuyos heliostatos presentan eficiencias más altas son las que lindan con otras torres por el este y el oeste. Es decir, las que están situadas en la zona central de la red formada por el conjunto de torres.

Por otro lado se obtienen resultados relacionados con la distancia media de los heliostatos hasta la torre objetivo. Esto es, la distancia real desde el centro de cada uno de los heliostatos del campo solar multitorre hasta el receptor central de cada torre objetivo. En la Figura 81 se encuentran los datos de dichas distancias medias mensuales heliostato-torre. De estos datos se obtiene que:

La separación media heliostato-torre es de 145,80 metros para un campo de 2650 heliostatos equivalentes y 24 torres.

Nótese que la distancia media heliostato-torre depende del número de heliostatos y del número de torres del campo solar a resolver. Es decir, para un mismo número de heliostatos equivalentes la distancia media heliostato-torre disminuirá al aumentar el número de torres presentes en el campo solar multitorre. Dado que la orientación de los heliostatos es dinámica, la distancia media heliostato-torre varía a lo largo del año. Esta variación se aprecia en la Figura 81.

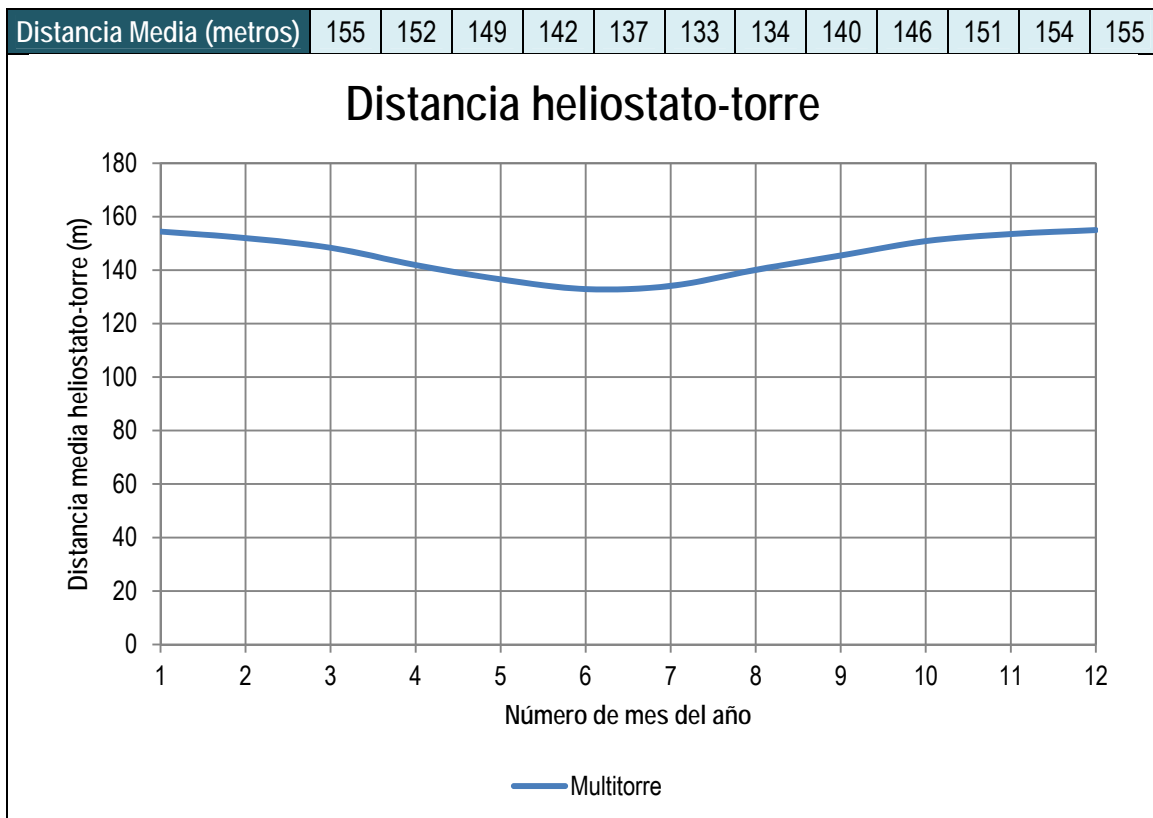


Figura 81. Distancia media de los heliostatos a la torre de destino (datos y gráfica).

Todos los resultados presentados en las figuras anteriores son pasos intermedios entre el posicionamiento de los heliostatos en el campo solar y la obtención de la potencia térmica que incide en cada uno de los receptores.

Para facilitar la comparación entre las distintas torres se han construido la Figura 82 y la Figura 85. En ellas se puede apreciar la diferencia de potencia térmica recibida en los distintos receptores de las torres del campo solar multitorre.

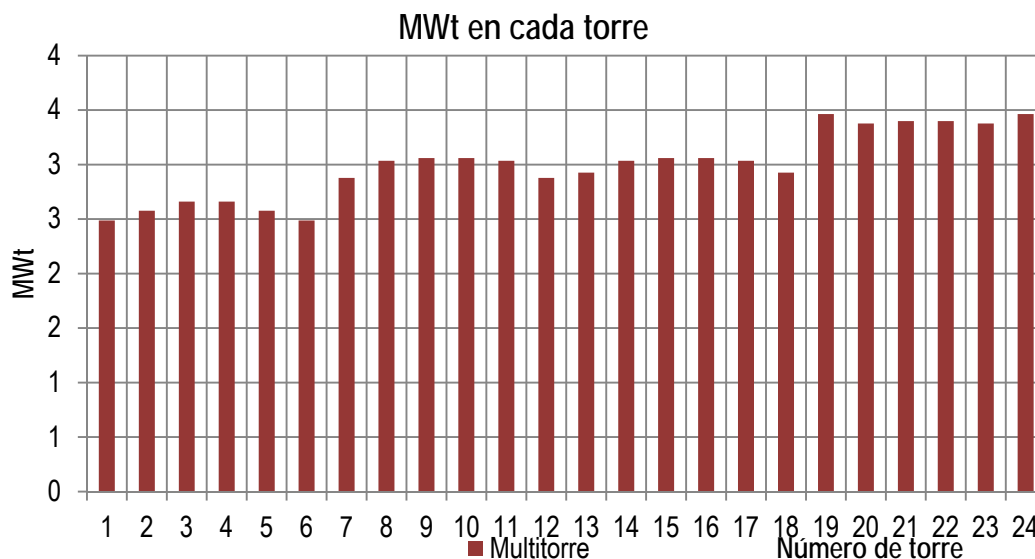


Figura 82. Potencia térmica media anual incidente en cada una de las 24 torres del modelo principal.

En la Figura 82 se aprecian patrones de comportamiento similares para cada fila de 6 torres. Destaca que pese a lo presentado previamente en los resultados de eficiencias ópticas (Tabla 19 y Figura 80) la serie de torres que recibe más potencia térmica es la situada en la fila más sur del campo solar multitorre. Es decir, las torres que presentan una menor media anual de la eficiencia óptica instantánea son a su vez las que reciben más potencia térmica en sus receptores:

Las torres situadas en la fila más sur del campo solar poseen medias anuales de la eficiencia óptica menores que la media. Sin embargo, las medias anuales de la potencia térmica de dichas torres son mayores que la media.

Para explicar este fenómeno se hace uso de un concepto auxiliar: los heliostatos-hora de cada torre. Se define como heliostatos-hora de cada torre el sumatorio del número de heliostatos que la han seleccionado como torre objetivo durante un período de tiempo determinado. Dado que la frecuencia de los cálculos del presente proyecto es horaria dicho período de tiempo no puede ser inferior a una hora.

El objetivo de este concepto auxiliar es determinar la cantidad de heliostatos que han apuntado hacia una torre en particular en cada hora durante todo el año modelo. Los resultados se aprecian en la Figura 83.

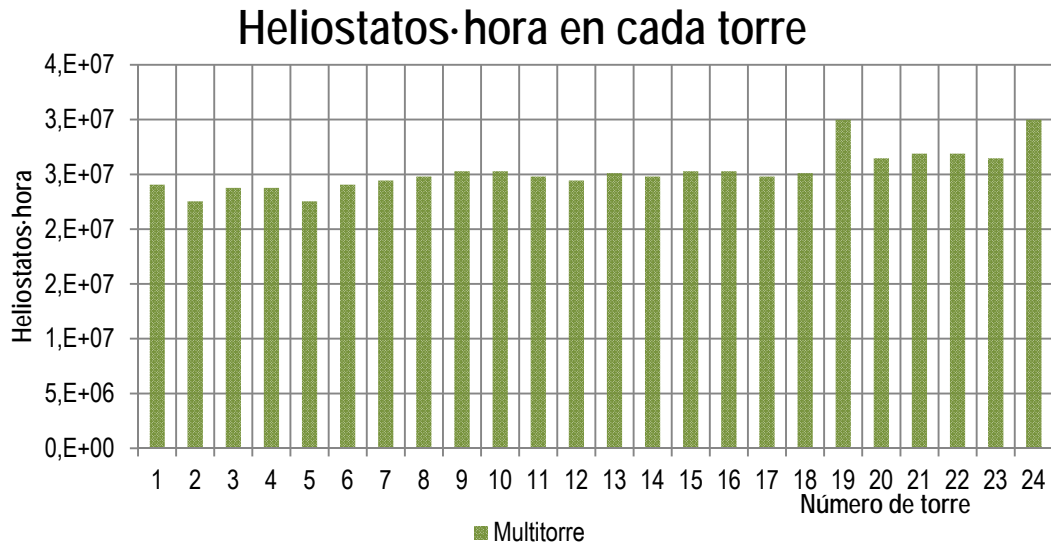


Figura 83. Heliostatos-hora anuales de cada torre objetivo del campo solar multitorre.

Analizando los resultados del número de heliostatos-hora anual se concluye que:

1. La franja de heliostatos situada al sur de la fila de torres más sur del campo (recuadro morado en la Figura 84) está direccionada de manera continua a torres situadas al norte de dichos heliostatos. Esto se traduce en un factor coseno menor que la media del factor coseno del campo.
2. Por el contrario, las torres objetivo de esta franja de heliostatos son siempre las torres de la fila de torres situada más al sur del campo, situando la media anual del número de heliostatos-hora de dichas torres por encima de la media anual del campo.

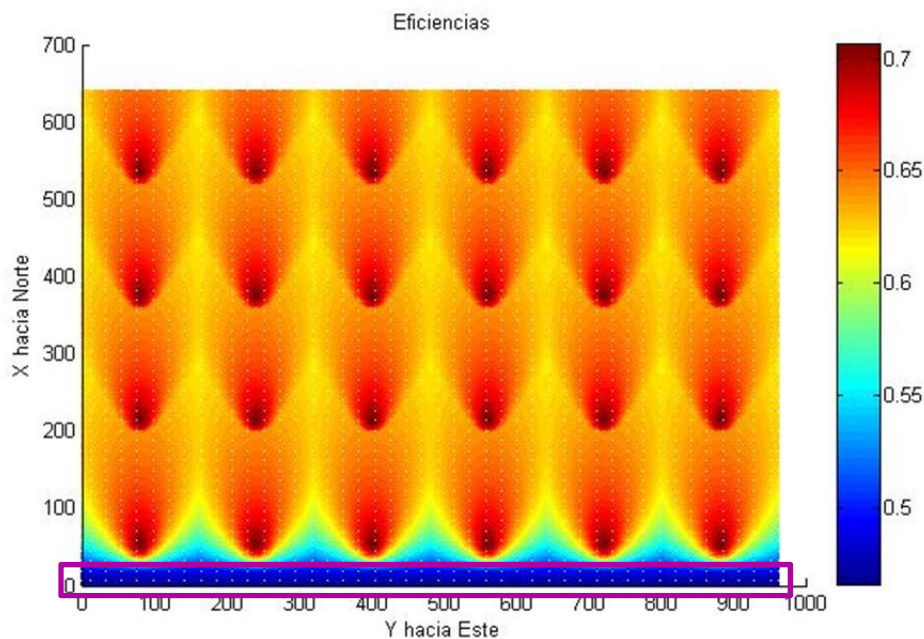


Figura 84. Franja de heliostatos con menor eficiencia óptica (recuadro morado).

Si se expresa la conclusión de una manera más esquemática:

La fila de torres situada más al sur recibe potencia térmica de heliostatos con menor eficiencia óptica (disminución de la media anual de la eficiencia óptica). Sin embargo, la recibe de una mayor cantidad de heliostatos (aumento de la potencia térmica recibida total).

Esto resulta, como se menciona previamente, en una mayor media anual de la potencia térmica recibida en la fila de torres más sur del campo, como se aprecia en la Figura 85.

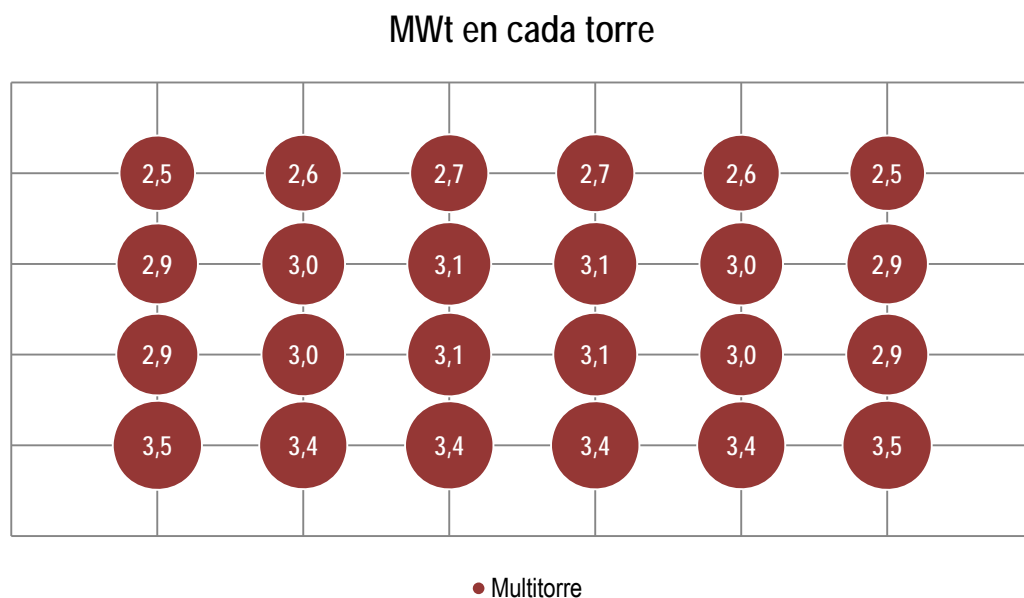


Figura 85. Potencia térmica media anual incidente en cada una de las 24 torres del modelo principal. Gráfico de burbujas.

Por otro lado, para facilitar la comparación mensual de la potencia térmica en los receptores a lo largo del año se calcula la media de potencia térmica recibida en cada mes del año y se representa en Figura 86. Los datos que dan lugar a esta gráfica pueden consultarse en la Tabla 48, contenida en el 12. *Anexo II: Tablas de resultados completas.*

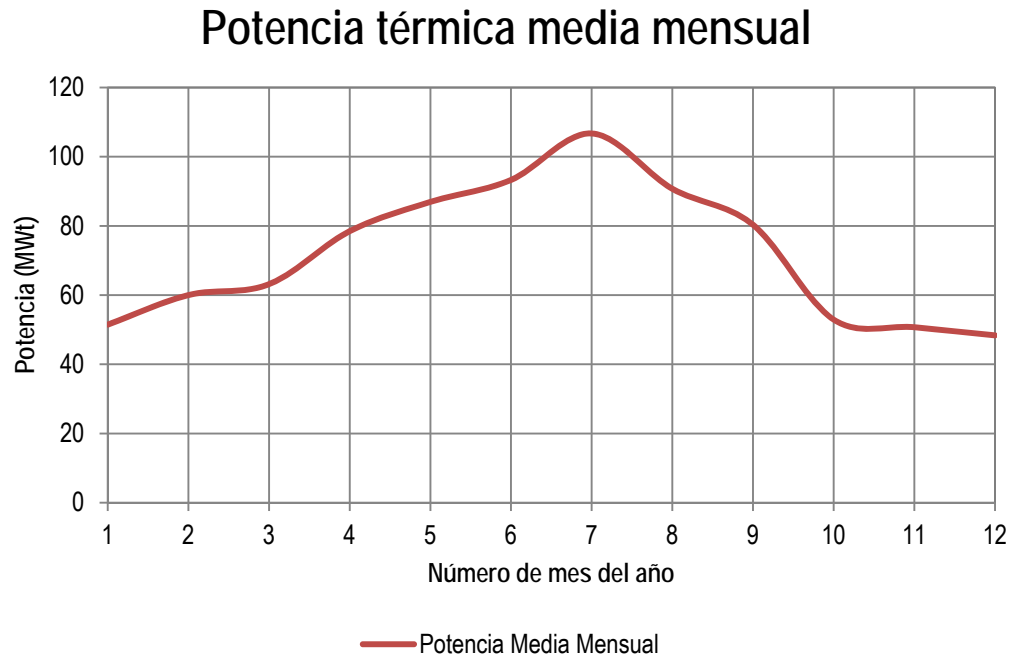


Figura 86. Potencia media mensual percibida en la suma de los 24 receptores a lo largo del año.

El conjunto de receptores del campo solar reciben mayor potencia térmica en los meses de mayor irradiación solar. La desviación típica de la potencia media mensual recibida en la suma de los 24 receptores a lo largo del año es de 19,91 MW_t. Esta desviación representa una variación del 27,68% respecto a la media anual de la potencia térmica media mensual en los receptores. Dicha variación es superior a la típicamente admisible en turbinas de vapor comerciales que es, aproximadamente, un 20%.

6.2.2. OBTENCIÓN DEL CAMPO SOLAR DE TORRE ÚNICA

En la Tabla 20 y en la Tabla 13 se recogen los datos de partida que el programa toma por defecto o bien el usuario introduce y que hacen posible la obtención de la determinación del campo de heliostatos de la configuración de torre única. Como se describe en el capítulo 3.2.2. *Distribución del campo solar* y se comenta en el capítulo 6.2.1. *Obtención del campo solar multitorre* el número de heliostatos final del campo solar de torre única viene determinado por el número final de heliostatos que se adjudica a la configuración multitorre. Por esto, es necesario proceder al diseño del campo solar multitorre antes que al diseño del campo solar de torre única.

En el capítulo 3.2.2. *Distribución del campo solar* se establece que para evitar el bloqueo de los heliostatos situados en el norte del campo se las circunferencias impares tienen un heliostato situado justo en el eje norte-sur mientras que las circunferencias pares tienen una ausencia de heliostato en dicho eje (Figura 41).

Como se ha mencionado previamente, las eficiencias ópticas instantáneas quedan determinadas a través de los diversos factores de atenuación y del ángulo formado por los vectores \mathbf{s} y \mathbf{t} . Los resultados obtenidos para el campo solar de torre única se presentan en la Figura 87 y en la Figura 88.

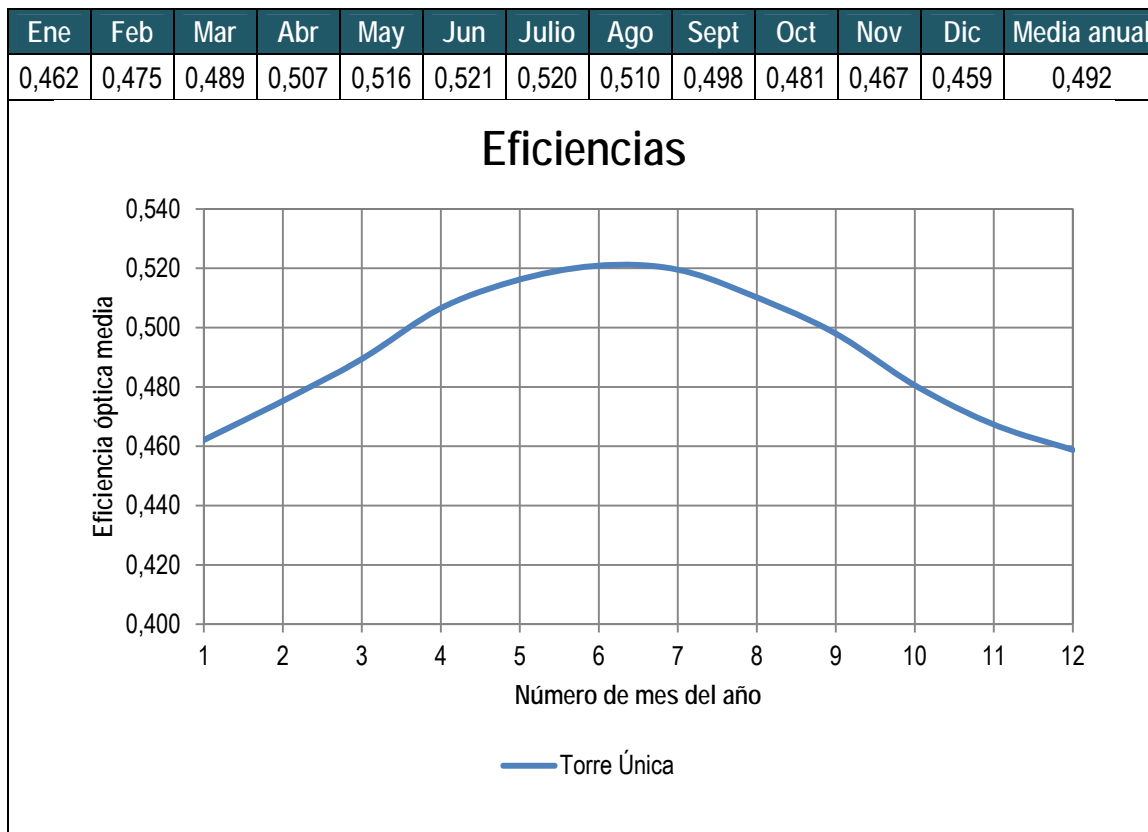


Figura 87. Eficiencias ópticas medias mensuales de los heliostatos del campo de torre única.

La Figura 87 representa las eficiencias ópticas instantáneas del campo solar de torre única a lo largo de los meses del año meteorológico modelo (TMY). En el gráfico, el mes de enero corresponde al mes número 1 y el mes de diciembre corresponde al mes número 12. Los resultados de la simulación del caso principal establecen que:

La eficiencia óptica media anual de los heliostatos es de 0,492

Nótese que la eficiencia óptica de los heliostatos en la configuración de torre única es inferior a la que presentan en la configuración de multitorre. La diferencia se debe a la variación en las distancias heliostato-torre y en el ángulo formado por los vectores \mathbf{s} y \mathbf{t} respecto a la configuración multitorre. En la simulación del caso principal para la configuración de torre única se obtiene que:

La distancia media heliostato-torre en configuración de torre única es de 328 metros.

La potencia térmica media mensual que aportan los heliostatos en el receptor de la torre central a lo largo del año meteorológico modelo queda reflejada en la Figura 88.

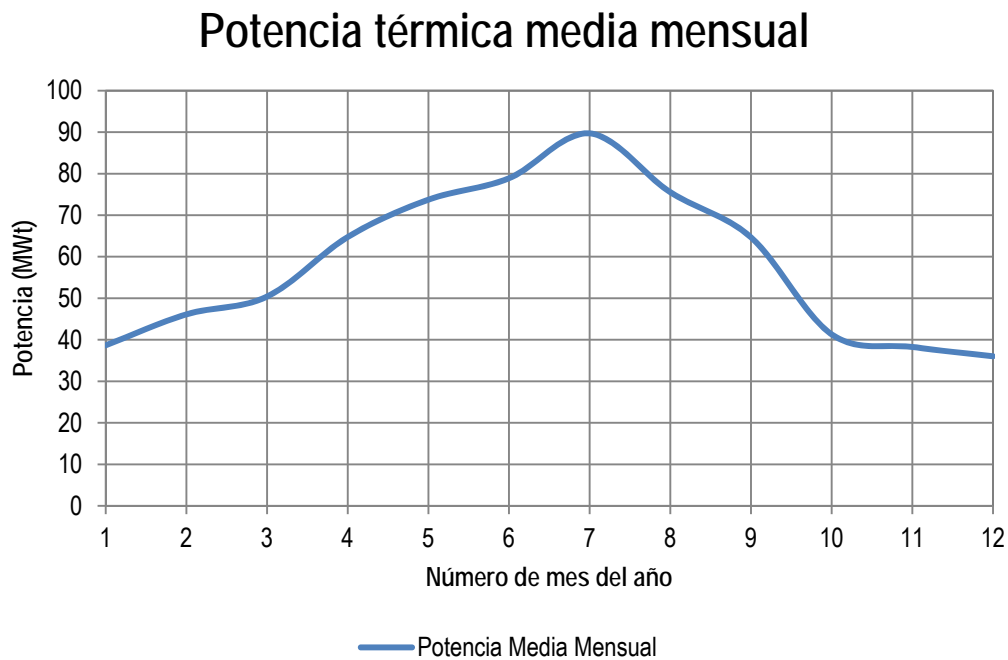


Figura 88. Potencia térmica media mensual en el receptor de torre única.

De la Figura 88 se resalta que la forma de la curva se adecúa al recurso solar recibido cada mes. La desviación típica de las potencias térmicas mensuales es de 17,81 MW_t, lo cual representa una variación del 30,6% sobre la media anual. Dicha variación es superior a la típicamente admisible en turbinas de vapor comerciales eficientes, la cual toma valores cercanos al 20%.

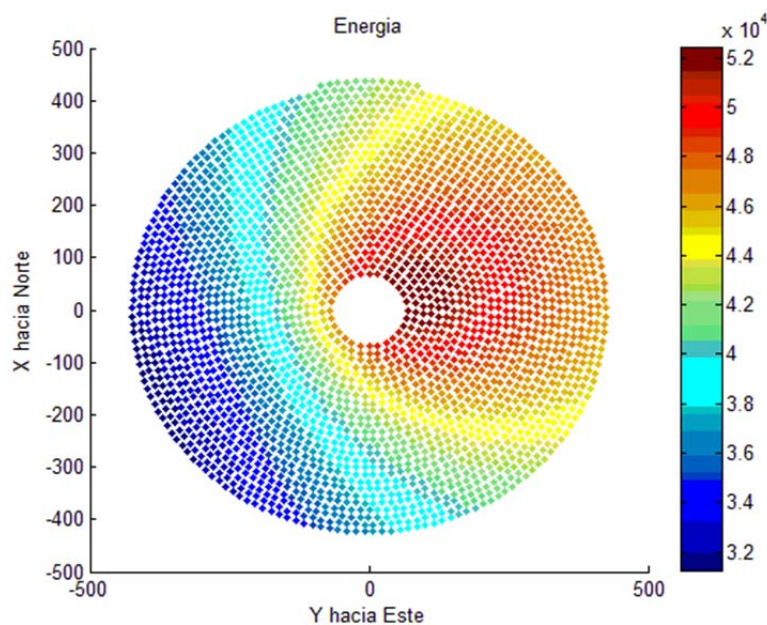


Figura 89. Representación de la energía proporcionada por cada heliostato (kW) en la configuración de torre única. Vista para día de julio a las 16:00 hora solar.

A través de los resultados de la configuración de torre única puede apreciarse que los heliostatos más energéticos son aquellos que se encuentran localizados en la parte del campo opuesta a la dirección del sol.

Los niveles energéticos de la Figura 89 son más elevados que los mostrados en las ilustraciones del campo multitorre debido a la diferencia de áreas efectivas de los heliostatos de ambas configuraciones.

6.2.3. ESTUDIO DEL RECEPTOR

En la Tabla 20 se recogen los datos de partida que hacen posible el funcionamiento del código dedicado a obtener los resultados de la transferencia de calor en los receptores. Dicho código está dividido en las diferentes funciones, contenidas en el *Anexo I: Código de MATLAB*.

Tabla 20. Datos de partida utilizados para el cálculo de la transferencia de calor en los receptores.

Parámetro	Torre única	Multitorre
Número de paneles	16	8
Número de tubos por panel	40	80
Número de circuitos	2	2
Temperatura de entrada al receptor	290 °C	290 °C
Temperatura de salida del receptor	560 °C	560 °C
Temperatura equivalente del cielo	1 °C	1 °C
Salto térmico panel a panel	aproximadamente constante	función del flujo másico de la
Geometría receptor y tubos	Tabla 12	Tabla 12
Tolerancia del proceso iterativo	0,001%	0,001%
Emisividad equivalente del cielo	0,9	0,9
Emisividad tubos	0,8	0,8
Temperatura máxima permisible de	650 °C	650 °C
Punto de diseño	Mes de julio	Mes de julio

Nótese que la temperatura equivalente del cielo viene dada por la media a la cuarta potencia de las temperaturas del cielo y del suelo según información proporcionada por el Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos. Se considera la temperatura del cielo 253,15 K y la temperatura del suelo 293,15K para resolver la ecuación (48) resultando una temperatura equivalente del cielo de:

$$T_{eq.cielo} = 274,15 K$$

La resolución de la transferencia de calor en el receptor se hace de acuerdo a los pasos descritos en los capítulos 4.3. *Proceso iterativo en la configuración de torre única* y 4.4. *Proceso iterativo en la configuración multitorre*.

Se determina el punto de diseño de las centrales térmicas solares de configuración de torre única y de configuración multitorre teniendo en cuenta el flujo total de sales fundidas a través de los receptores el día tipo del mes de julio. Se ha escogido dicho mes por ser el más crítico para la integridad de los tubos y de la sal. El flujo total de sales se repartirá durante las 24 horas del día, obteniendo el flujo másico que determina la potencia nominal de la planta:

$$\frac{\sum_1^{24} \dot{m}_{sMT} \cdot 3600}{24 \cdot 3600} = 135,37 \text{ kg/s}$$

$$\frac{\sum_1^{24} \dot{m}_{sTU} \cdot 3600}{24 \cdot 3600} = 103,58 \text{ kg/s}$$

Es decir, el flujo másico que determina el punto de diseño de la central con configuración multitorre es de 135,37 kg de sal por segundo mientras que el flujo másico que determina el punto de diseño de la central de torre única es de 103,58 kg de sal por segundo. En las horas del año modelo para las cuales el flujo másico de sales sea menor que el flujo másico del punto de diseño la central precisará de asistencia por parte del sistema de almacenamiento o de la caldera de gas.

a. Receptor de la configuración de torre única

En las siguientes tablas se presentan las temperaturas exteriores de los tubos, las temperaturas de las sales en cada panel y el flujo másico total que atraviesa el receptor de la torre en la central con configuración de torre única. Dichos datos se obtienen para las 12:00 horas solares del mediodía del día tipo de marzo (Tabla 21), y también cuando la radiación solar alcanza el máximo anual a las 12:00 horas solares del mediodía del día tipo de julio (Tabla 22).

Tabla 21. Temperaturas de sales y tubos a lo largo de los 8 paneles de uno de los circuitos. Flujo másico total. 12:00 horas solares del medio día del día tipo de marzo.

Torre única	Panel 1	Panel 2	Panel 3	Panel 4	Panel 5	Panel 6	Panel 7	Panel 8
T _{in} (°C)	290,00	326,02	361,46	396,30	430,47	463,95	496,69	528,68
T _{out} (°C)	326,02	361,46	396,30	430,47	463,95	496,69	528,68	559,88
T _t (°C)	430,58	458,16	486,92	516,46	546,33	576,09	605,40	633,97
m(kg/s)	167,67							

Para evitar el deterioro de los tubos del receptor a través de los cuales circulan las sales fundidas se ha de controlar que la temperatura de los mismos no supere los 650°C. Para el salto térmico establecido y con la potencia térmica que incide en el receptor en las horas evaluadas se tiene que:

En julio la temperatura máxima de los tubos alcanzada en el receptor es de 641,07°C en el panel más sur. Ligeramente por debajo se encuentra la temperatura máxima alcanzada en los receptores en marzo, llegando a 633,97 °C.

Tabla 22. Temperaturas de sales y tubos a lo largo de los 8 paneles de uno de los circuitos. Flujo másico total. 12:00 horas solares del medio día del día tipo de julio.

Torre única	Panel 1	Panel 2	Panel 3	Panel 4	Panel 5	Panel 6	Panel 7	Panel 8
T _{in} (°C)	290,00	325,55	360,65	395,27	429,38	462,93	495,91	528,29
T _{out} (°C)	325,55	360,65	395,27	429,38	462,93	495,91	528,29	560,05
T _t (°C)	435,84	463,18	491,85	521,46	551,57	581,78	611,71	641,07
m(kg/s)	233,1							

Comparativamente se observa que el flujo másico que es capaz de circular por el receptor de la torre central a las 12:00 horas solares del mes de julio es un 40% mayor que dicho flujo en marzo. Además, la temperatura máxima alcanzada por los paneles es ligeramente más alta en el mes de julio, en concreto 7,1 °C más alta que en el mes de marzo. Nótese que los flujos másicos obtenidos en la Tabla 21 y en la Tabla 22 son valores instantáneos para las 12:00 horas solares de un día de julio y un día de marzo, no valores del flujo másico del punto de diseño. El flujo másico es 167,67 kg de sales por segundo a través del receptor completo (suma del flujo de sales de los circuitos NES y NOS) para las 12:00 horas solares del mes de marzo. Por otro lado, el máximo flujo de sales del año se sitúa en 233,10 kg/s, correspondiente a las 12:00 horas solares del mes de julio.

b. Receptores de la configuración multitorre

Conexión de torres Este-Oeste

Por otro lado, la configuración del campo solar multitorre es ligeramente más compleja de implementar. Se ejecutarán simulaciones sobre el *Casos principal*. Para una primera aproximación se establece la *Conexión de torres Este-Oeste*. Dicha configuración establece que:

1. El flujo másico es independiente para cada fila de torres (Este-Oeste)
2. Dicho flujo se mueve con sentido del Este hacia el Oeste
3. La primera torre de cada fila recibirá sales a 290°C
4. Las torres subsecuentes a la primera recibirán sales a la temperatura de salida del receptor de la anterior
5. Cada una de las filas de torres está conectada en paralelo al TSC y al TSF.

Nótese que como tal y como se describe en el capítulo 4.4. *Proceso iterativo en la configuración multitorre* las premisas mencionadas en la lista anterior resultan en una incongruencia. La Tabla 23 recoge los resultados de la primera aproximación; es decir, datos que no son correctos. Dichos resultados se mantienen en el presente proyecto para justificar el cambio de las hipótesis sobre el proceso iterativo en la configuración multitorre.

Siguiendo la metodología iterativa de la primera aproximación se obtienen resultados para la configuración multitorre, recogidos en la Tabla 23.

Tabla 23. Temperaturas de sales en las torres bajo la hipótesis de salto de temperaturas constante. Flujo másico en las torres.

Número de torre	T _{in}	T _{out}	T _t	m
1	290	335	393.65	34.61
2	335	380	434.76	34.13
3	380	425	477.15	33.33
4	425	470	520.38	32.15
5	470	515	563.98	30.54
6	515	560	607.49	28.45
7	290	335	400.94	61.44
8	335	380	441.75	60.77
9	380	425	484.00	59.78
10	425	470	527.25	58.40
11	470	515	570.97	56.57
12	515	560	614.68	54.26
13	290	335	400.94	61.44
14	335	380	441.75	60.77
15	380	425	484.00	59.78
16	425	470	527.25	58.40
17	470	515	570.97	56.57
18	515	560	614.68	54.26
19	290	335	404.88	82.51
20	335	380	446.10	85.40
21	380	425	488.11	83.20
22	425	470	531.33	81.66

23	470	515	575.24	80.71
24	515	560	618.46	74.63

El método de cálculo basado en la hipótesis de salto de temperaturas constante para la configuración multitorre presenta una incongruencia:

Suponiendo la variación de temperatura constante en cada panel, el flujo másico de sales fundidas a través de una serie de torres cambia de torre a torre.

A la vista de estos resultados se procede a la modificación de las hipótesis del proceso iterativo, estableciendo un gasto de sales constante a lo largo de cada fila de torres. De esta manera se cumplía la conservación de la masa a lo largo de las conexiones en serie. Sin embargo las diferencias de radiación entre las torres de una misma fila en la nueva configuración presentaban dificultades en el proceso de arranque. Los receptores situados al principio y al final de las filas provocaban fallos al amanecer y al atardecer, respectivamente. Por esto, se decide plantear una nueva conexión entre torres y se define un nuevo proceso iterativo tal y como se describe en el capítulo teórico 4.4. *Proceso iterativo en la configuración multitorre.*

Conexión de torres Norte-Sur

Como se menciona en párrafos anteriores, durante la implementación de la conexión de torres Este-Oeste los resultados obtenidos presentaban irregularidades debido a la diferencia de potencia térmica incidente en los receptores en las distintas torres. Dado que las mayores diferencias se dan a raíz del movimiento relativo del sol respecto a la tierra durante el día, se establece una nueva configuración de acuerdo a la *Conexión de torres Norte-Sur*. Ésta configuración se diferencia a la presentada en la Figura 69 en que las series de torres se definen de norte a sur. Por lo tanto, el campo multitorre consta de seis series de torres conectadas en paralelo tal y como se aprecia en la Figura 70.

De ahora en adelante se referirá como ‘columna de torres’ al conjunto de torres conectadas en serie y cuyo flujo másico de sales tiene sentido norte →sur.

Las torres que componen cada columna junto con la numeración de las columnas pueden apreciarse en la Tabla 24. Con ello se denomina columna 1 a la columna más al este del campo solar.

Tabla 24. Series de torres y torres pertenecientes a dichas series.

Número de columna	Números de torre pertenecientes a la columna			
1	1	7	13	19
2	2	8	14	20
3	3	9	15	21
4	4	10	16	22
5	5	11	17	23
6	6	12	18	24

De acuerdo a la configuración descrita en la Tabla 24 y en la Figura 70 se realizan la iteración térmica descrita en el capítulo 4.4. *Proceso iterativo en la configuración multitorre* haciendo uso de los parámetros del *Casos principal* y con los datos de radiación solar del día tipo del mes de marzo. La Tabla 25 contiene los datos de las temperaturas de entrada y salida del flujo de sales fundidas de cada torre, la temperatura máxima de los tubos en cada torre y los flujos másicos de cada serie para las 12:00 horas solares del día tipo de marzo.

Tabla 25. Temperaturas y flujo másico de cada torre para el caso principal a las 12:00 horas solares del día tipo de marzo.

Número de torre	T _{in} (°C)	T _{out} (°C)	T _t (°C)	m (kg/s)	Salto Térmico
1	290,00	326,72	351,94	35,52	36,72
2	290,00	326,72	351,94	35,52	36,72
3	290,00	326,72	351,94	35,52	36,72
4	290,00	326,72	351,94	35,52	36,72
5	290,00	326,72	351,94	35,52	36,72
6	290,00	326,72	351,94	35,52	36,72
7	326,72	396,37	439,85	35,52	69,66
8	326,72	396,37	439,85	35,52	69,66
9	326,72	396,37	439,85	35,52	69,66
10	326,72	396,37	439,85	35,52	69,66
11	326,72	396,37	439,85	35,52	69,66
12	326,72	396,37	439,85	35,52	69,66
13	396,37	464,76	505,30	35,52	68,39
14	396,37	464,76	505,30	35,52	68,39
15	396,37	464,76	505,30	35,52	68,39
16	396,37	464,76	505,30	35,52	68,39
17	396,37	464,76	505,30	35,52	68,39

18	396,37	464,76	505,30	35,52	68,39
19	464,76	557,46	610,59	35,52	92,70
20	464,76	561,96	617,58	35,52	97,20
21	464,76	560,67	615,58	35,52	95,91
22	464,76	560,67	615,58	35,52	95,91
23	464,76	561,96	617,58	35,52	97,20
24	464,76	557,46	610,59	35,52	92,70

De los datos obtenidos en la Tabla 25 se resaltan las 6 últimas filas, correspondientes a las torres 19 a 24. Estas torres son las situadas más al sur del campo y a su vez con la mayor cantidad de heliostatos-hora como se menciona en el capítulo 6.1. *Obtención del campo solar multitorre*. Dichas torres son también las que consiguen un mayor salto térmico (diferencia entre la temperatura de las sales a la entrada del receptor y a la salida del receptor) en las sales. Es decir, en el punto de diseño, de entre todas las torres del campo, aquellas situadas más al sur son las que mayor capacidad tienen para elevar la temperatura de las sales. La Figura 90 representa los saltos térmicos de todas las torres del campo agrupados por columnas de torres.

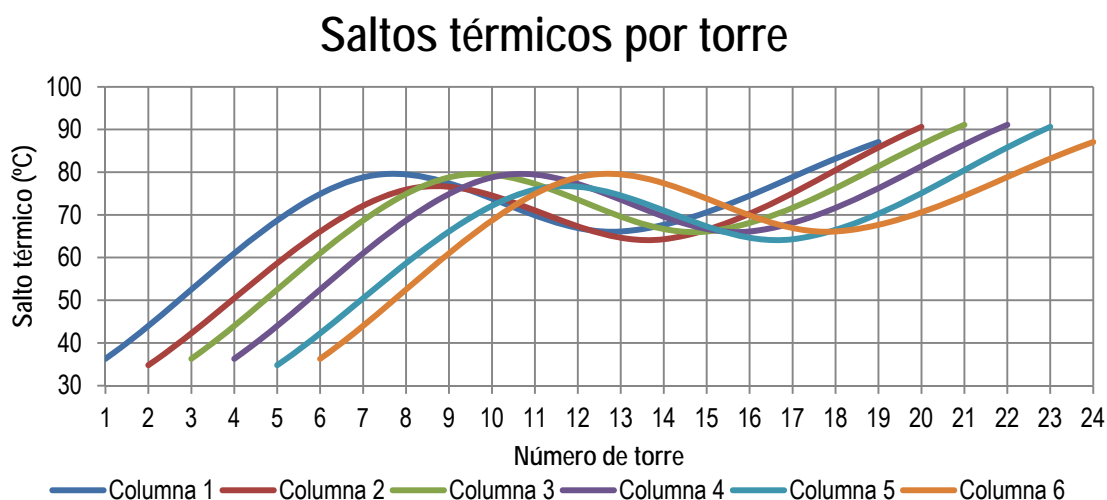


Figura 90. Saltos térmicos (Toutsales-Tinsales) por torre a las 12:00 horas del día tipo de marzo.

Nótese que el salto térmico de las torres 7 a 13 es mayor que el salto térmico de las torres 13 a 19 cuando la potencia térmica de estos dos conjuntos de torres es similar. Esto se debe a la variación de las propiedades de las sales fundidas según la temperatura. A medida que la temperatura de las sales fundidas aumenta también lo hace el calor necesario para elevar las mismas una unidad de temperatura.

Salto térmico en la columna 1

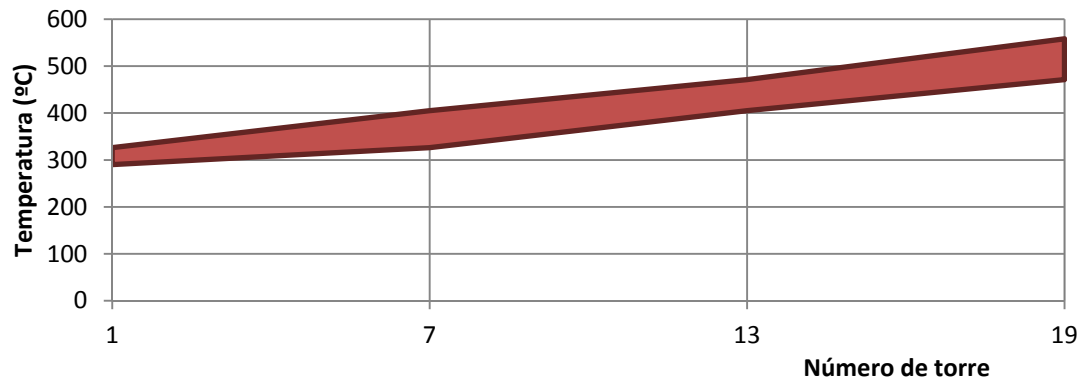


Figura 91. Evolución térmica de las sales fundidas a lo largo de la columna 1. Temperatura de entrada, temperatura de salida y salto térmico. 12:00 horas solares del día tipo de marzo.

La Figura 91 pretende ilustrar la evolución conjunta de la temperatura de entrada y de salida a las torres de la columna de torres número 1 (columna más oeste del campo). Las líneas marcadas corresponden a la temperatura de entrada (T_{in} , línea inferior) y a la temperatura de salida (T_{out} , línea superior) de las sales fundidas en cada uno de los receptores (i.e. receptor de la torre 1, 7, 13 y 19 componentes de la columna 1). Siendo así, la diferencia entre ellas corresponde al salto térmico y viene representada en la figura como el área contenida entre la temperatura de entrada y la de salida.

Temperatura de tubos

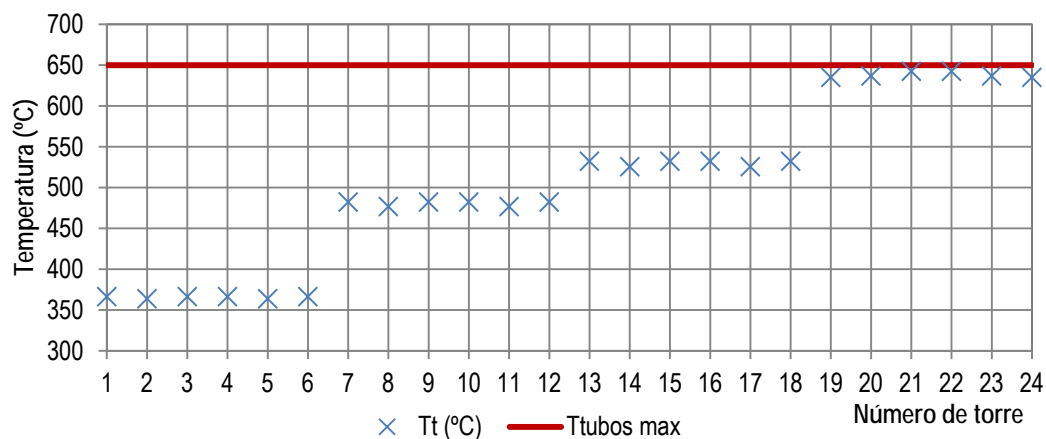


Figura 92. Temperatura de los tubos en cada torre a las 12:00 horas del día tipo de marzo.

Por otro lado, la Figura 92 representa la temperatura exterior de los tubos de los receptores de cada una de las 24 torres. Dichas temperaturas son las del último panel de tubos. Esto se debe a que en el presente proyecto se supone una distribución uniforme de la potencia térmica por unidad de área a lo largo receptor. La línea roja determina la temperatura máxima admisible de los tubos para evitar su deterioro

(650°C). Se aprecia que las temperaturas de los tubos de las últimas torres de cada columna de torres se son próximas a la temperatura límite pero no llegan a superarla debido a las condiciones de diseño.

Como dato particular de la configuración multitorre se resalta que las temperaturas de salida de las sales de la última torre de cada columna no deben ser necesariamente 560°C. Esto se debe a que a la salida de las dichas torres el flujo másico de las columnas se mezcla para acceder como un flujo de sales único al sistema de almacenamiento térmico. Por ello, la temperatura de este flujo final viene determinada por una combinación de la temperatura y la cantidad de masa por segundo de cada uno de los flujos másicos de las columnas. Tras el mezclado y haciendo uso de los datos de la Tabla 25 se obtiene un flujo final de acceso al sistema de almacenamiento térmico de 213,1 kg/s a una temperatura de 560°C.

Se procede de la misma manera para obtener los resultados de temperaturas de tubos, de salida y entrada de sales en el receptor y flujo másico a través de los mismos para las 12:00 horas solares del día tipo de mes de julio.

Tabla 26. Temperaturas y flujo másico de cada torre para el caso principal a las 12:00 horas solares del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.

Número de torre	T _{in} (°C)	T _{out} (°C)	T _t (°C)	m (kg/s)	Salto Térmico
1	290,00	344,51	382,34	42,56	36,28
2	290,00	344,51	382,34	42,56	34,80
3	290,00	344,51	382,34	42,56	36,28
4	290,00	344,51	382,34	42,56	36,28
5	290,00	344,51	382,34	42,56	34,80
6	290,00	344,51	382,34	42,56	36,28
7	344,51	413,02	456,77	42,56	78,79
8	344,51	413,02	456,77	42,56	75,92
9	344,51	413,02	456,77	42,56	78,79
10	344,51	413,02	456,77	42,56	78,79
11	344,51	413,02	456,77	42,56	75,92
12	344,51	413,02	456,77	42,56	78,79
13	413,02	480,39	521,66	42,56	66,11
14	413,02	480,39	521,66	42,56	64,29
15	413,02	480,39	521,66	42,56	66,11
16	413,02	480,39	521,66	42,56	66,11
17	413,02	480,39	521,66	42,56	64,29
18	413,02	480,39	521,66	42,56	66,11
19	480,39	560,30	607,94	42,56	87,06

20	480,39	560,30	607,94	42,56	90,63
21	480,39	560,30	607,94	42,56	91,10
22	480,39	560,30	607,94	42,56	91,10
23	480,39	560,30	607,94	42,56	90,63
24	480,39	560,30	607,94	42,56	87,06

La Figura 93, la Figura 94 y la Figura 95 representan los datos recogidos en la Tabla 26. Los saltos térmicos se comportan de manera análoga en el caso que evalúa las 12:00 horas solares de julio y de marzo. Sin embargo, se puede apreciar un flujo másico un 20% más alto en julio que en marzo (255,36 kg/s en julio frente a 213,10 kg/s en marzo). Esto se debe al aumento del recurso solar en el mes de julio con respecto al mes de marzo.

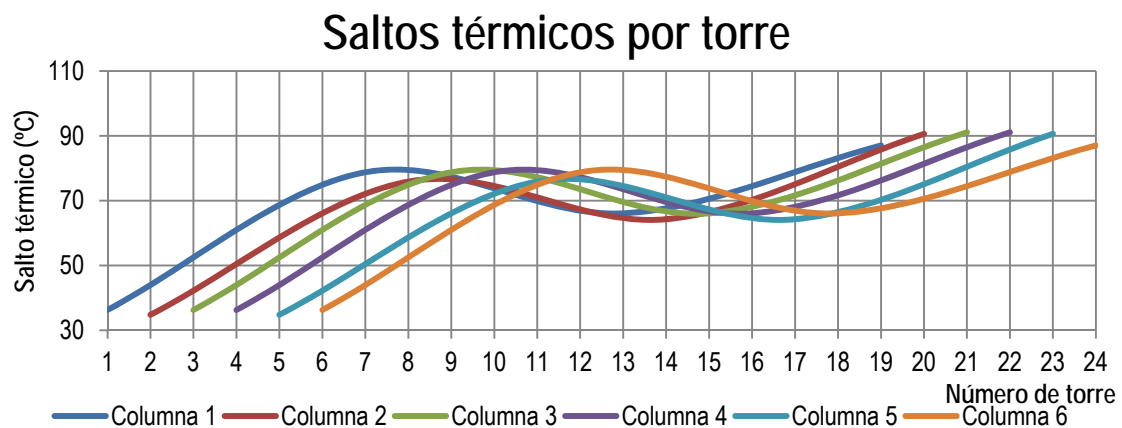


Figura 93. Saltos térmicos (Toutsales-Tinsales) por torre a las 12:00 horas del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.

La Figura 94 se comporta de manera análoga a la Figura 91, indicando que las temperaturas de salida de las sales fundidas de la columna 1 son similares en marzo y en julio. Lo mismo ocurre con la Figura 95 y la Figura 92 que representan las temperaturas alcanzadas en los tubos de todas las torres de campo solar.

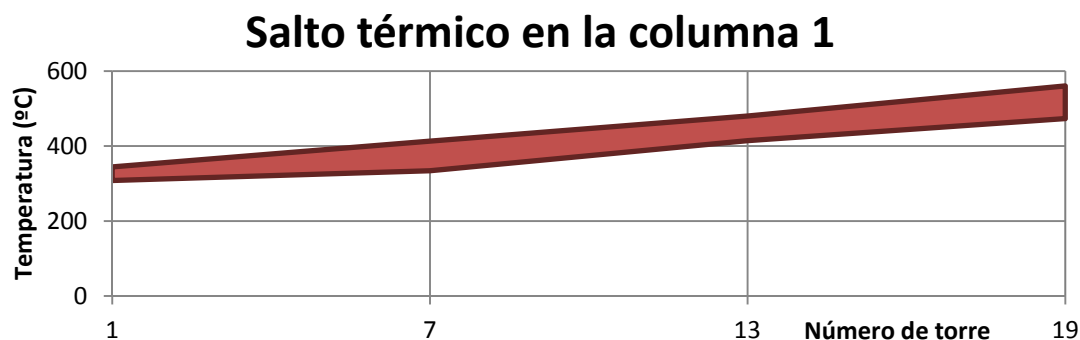


Figura 94. Evolución térmica de las sales fundidas a lo largo de la columna 1. Tin,Tout,Salto térmico. 12:00 horas solares del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.

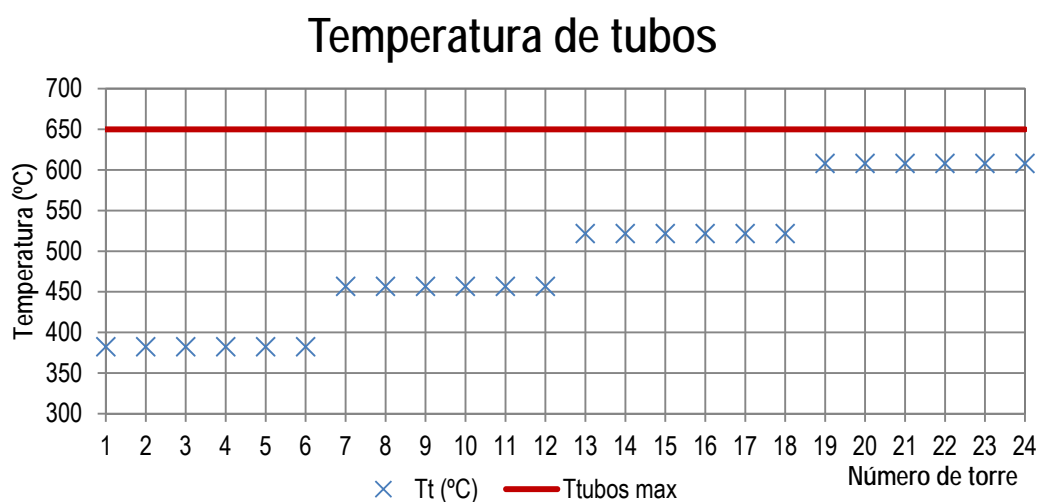


Figura 95. Temperatura de los tubos en cada torre a las 12:00 horas del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.

Durante los primeros instantes del día con recurso solar de los meses de diciembre y enero la radiación y la eficiencia óptica son suficientemente bajas como para provocar el fallo de ciertas torres del campo solar. Por ejemplo, la primera hora del mes de enero, durante la cual existe radiación normal directa que incide en los heliostatos, genera un desequilibrio de potencia térmica entre las torres del campo multitorre. Se establece un gradiente de potencia térmica recibida que recorre el campo según su diagonal. Es decir, la torre situada en la esquina noroeste del campo es la que menor potencia térmica recibe mientras que la torre situada en la esquina sureste del campo es la que mayor potencia térmica recibe. Este gradiente de potencia térmica provoca que de las 6 columnas de torres del campo multitorre, haya que inutilizar aquellas columnas que no consigan elevar la temperatura del flujo de sales por encima de 300 °C.

Con el fin de cuantificar la diferencia de electricidad anual generada que supone la inutilización de columnas de torres mencionada y de mejorar la eficiencia de la central, se establece la configuración con *Torres independientes entre sí*.

Torres independientes entre sí

Como se menciona en la descripción que se realiza en el capítulo 6.1.1.c. *Torres independientes entre sí* las torres del campo multitorre carecen de conexiones en serie entre sí. De esta manera, se elimina la obligación de que el flujo másico sea constante entre las torres conectadas en serie. Por el contrario, tal y como se muestra en la Figura 71, esta configuración obliga a implementar un sistema de depósitos intermedios para regular las diferencias de flujo másico entre torres.

Tabla 27. Temperaturas y flujo másico de cada torre para el caso principal a las 12:00 horas solares del día tipo de julio. Hipótesis de torres independientes entre sí.

Número de torre	Tin (°C)	Tout (°C)	Tt (°C)	m (kg/s)	Salto Térmico
1	290.00	357.29	401.15	34.38	36.28
2	290.00	357.29	401.15	34.38	34.80
3	290.00	357.29	401.15	34.38	36.28
4	290.00	357.29	401.15	34.38	36.28
5	290.00	357.29	401.15	34.38	34.80
6	290.00	357.29	401.15	34.38	36.28
7	357.50	424.80	467.48	43.20	78.79
8	357.50	424.80	467.48	43.20	75.92
9	357.50	424.80	467.48	43.20	78.79
10	357.50	424.80	467.48	43.20	78.79
11	357.50	424.80	467.48	43.20	75.92
12	357.50	424.80	467.48	43.20	78.79
13	425.00	492.26	533.26	42.49	66.11
14	425.00	492.26	533.26	42.49	64.29
15	425.00	492.26	533.26	42.49	66.11
16	425.00	492.26	533.26	42.49	66.11
17	425.00	492.26	533.26	42.49	64.29
18	425.00	492.26	533.26	42.49	66.11
19	492.50	559.77	601.44	50.54	87.06
20	492.50	559.77	601.44	50.54	90.63
21	492.50	559.77	601.44	50.54	91.10
22	492.50	559.77	601.44	50.54	91.10
23	492.50	559.77	601.44	50.54	90.63
24	492.50	559.77	601.44	50.54	87.06

Los resultados mostrados en la Tabla 27 demuestran que las torres situadas en las filas más norte son capaces de calentar una menor cantidad de sales fundidas para un salto térmico parecido. Los flujos másicos de cada fila de torres son idénticos debido a que los datos corresponden a las 12:00 horas solares del día tipo de julio. En dicho instante, el sol está situado en el sur, provocando simetría en las potencias térmicas de las torres y por tanto induciendo el mismo flujo másico en las torres con la misma latitud cartográfica. Haciendo uso de dichos resultados se pueden computar los flujos másicos que accederían a cada tanque de sales intermedio (TSI).

Tabla 28. Flujo másico de cada fila de torres y variación respecto a la media. Hipótesis de torres independientes entre sí.

Fila de torres	Flujo másico de la fila (kg/s)	Variación respecto a la media (kg/s)
Torres 1 a 6	206,25	-49,67
Torres 7 a 12	259,23	3,31
Torres 13 a 18	254,97	-0,95
Torres 19 a 24	303,23	47,31
Media	255,92 kg/s	
Desviación típica	39,65 kg/s	

Los resultados recogidos en la Tabla 28 muestran una desviación típica del 15,5%. Con esto, se establece que la diferencia de flujos másicos que deben amortiguar los tanques de sales intermedios hace que estos tanques tengan tamaño suficiente como para afectar sensiblemente a la inversión necesaria para la construcción de la central multitorre con torres independientes entre sí frente a torres con conexión Norte-Sur.

El comportamiento de los saltos térmicos y de la temperatura de los tubos de los receptores bajo la hipótesis de torres independientes es similar al de los receptores bajo la hipótesis de torres con conexión Norte-Sur. Se determina el punto de diseño de la central multitorre bajo la hipótesis de torres independientes de la misma manera que el de la central multitorre con torres en conexión Norte-Sur resultando en un flujo másico de 135,67 kg/s.

Se recuerda que los puntos de diseño de ambas centrales se han establecido para el día tipo del mes de julio. Con ello, el flujo másico en la central con configuración de torre única y en la central con configuración multitorre para las dos hipótesis congruentes resulta:

103,58 kg/s a 560°C en la central de torre única

135,37 kg/s a 560°C en la central multitorre con conexiones Norte-Sur. Por otro lado, resulta en 135,67 kg/s a 560°C en la central multitorre con torres independientes ente sí

La central térmica solar con configuración multitorre es capaz de elevar la temperatura de 290°C a 560°C de un 30,70 % más de flujo de sales fundidas que la central térmica solar con configuración de torre única en su punto de diseño. Sin embargo, la diferencia de dicho flujo másico entre las centrales multitorre con diferentes tipos de conexión entre torres (Norte-Sur o independientes) es despreciable. Aun así, la configuración de torres independientes ente sí pretende aprovechar la energía que la conexión de torres Norte-Sur pierde por el mecanismo de inutilización de columnas de torres. Por ello, la diferencia en el punto de diseño situado en julio no es determinante a la hora de realizar una comparación definitiva. Si lo será la producción eléctrica anual, como se muestra en el capítulo 6.2.5. *Producción eléctrica anual*.

6.2.4. BLOQUE DE POTENCIA

Una vez diseñado el campo solar y el conjunto de receptores y sistema de almacenamiento se procede a la obtención de resultados del bloque de potencia. Este bloque es común para ambas configuraciones. Para la resolución del ciclo Rankine solar planteado en este proyecto se utilizan los conceptos teóricos mencionados en el capítulo 5. *Ciclo de Potencia*. Los valores de los parámetros iniciales que se utilizan en la obtención de resultados del ciclo Rankine de vapor quedan expuestos en la Tabla 29.

Tabla 29. Datos de partida para la resolución del ciclo de potencia.

Parámetro	Valor
Presión de la isobara de alta	100 bar
Presión de la isobara de media	15 bar
Presión de la isobara de baja	0,08 bar
Temperatura máxima del ciclo	520 ° C / 793,15 K
Temperatura de recalentamiento	500 ° C / 773,15 K

Se hace un breve resumen de la numeración de los puntos característicos del ciclo en la Tabla 30.

Tabla 30. Descripción de la numeración de los puntos característicos del ciclo Rankine de vapor.

Punto	Descripción
1	Entrada a la bomba
2	Entrada al generador de vapor
3	Entrada al cuerpo de turbina de alta presión
4s	Entrada al recalentador
5	Entrada al cuerpo de turbina de baja presión
6s	Entrada al condensador

Haciendo uso de la numeración del ciclo se tiene que la presión de alta son 100 bar y la temperatura máxima del ciclo, correspondiente al sobrecalentamiento del punto 3 es de 520°C (793,15 K). La segunda entrada a la turbina se realizará en la isobara de media presión a una temperatura de 500°C (773,15 K). Para asegurar un funcionamiento uniforme de la turbina de vapor, se requiere destinar a almacenamiento de calor para funcionamiento en ausencia de energía solar una parte del flujo másico de sales calientes. Finalmente, el ciclo se termina de definir estableciendo una presión de condensación convencional de 0,08 bar..

Se resuelve el ciclo Rankine por puntos tomando la entrada de la turbina (punto 3) como inicial y haciendo uso de tablas de propiedades del agua. (Universidad de Valladolid, 2011)

a. Punto 3

Tabla 31. Propiedades termodinámicas del Punto 3. (Universidad de Valladolid, 2011)

Punto	T (°C)	T (K)	h(kJ/kg)	S(kJ/KgK)	P(bar)	Estado
3	520	793,15	3425,10	6,6622	100	Vapor sobrecalentado

Desde el punto 3 se pasa al punto 4 sabiendo que la transición es una expansión en la que la entropía crece debido a las irreversibilidades de la turbina. Para los cálculos se ha considerado un rendimiento isentrópico de turbina de 0,87 como se ha mencionado en el capítulo 5.3. *Turbina*.

b. Punto 4

El punto 4 es la salida del cuerpo de turbina de alta presión y la entrada al intercambiador de calor que hace la función de recalentador. Nótese que se ha elegido una presión de recalentamiento igual a 15 bar debido a que este valor acerca al punto 4 a la curva de saturación. Los resultados del punto 4 se muestran en la Tabla 32.

Tabla 32. Propiedades termodinámicas del Punto 4. (Universidad de Valladolid, 2011)

Punto	T (°C)	T (K)	h(kJ/kg)	P(bar)	Estado
4	269,27	542,42	2967,65	15	Vapor sobrecalentado

$h_{4s} = 2899,30 \frac{kJ}{kg}$ se ha obtenido de las tablas de agua saturada (Universidad de Valladolid, 2011) para el valor de $S_{4s} = S_3$. Se hace uso de la ecuación (65) para obtener el valor de la entalpía en el punto 4:

$$h_4 = 2967,65 \frac{kJ}{kg}$$

La temperatura se obtiene interpolando las tablas para el valor h_4 . Se procede a continuación a calcular la potencia específica de la turbina de alta presión haciendo uso de la ecuación (66).

$$\frac{\dot{W}_{t,ap}}{\dot{m}} = 458,05 \frac{kJ}{kg}$$

c. Punto 5

El punto 5 se encuentra en la salida del intercambiador de calor que hace a función de recalentador isóbaro y coincide además con la entrada al cuerpo de turbina de baja presión.

Tabla 33. Propiedades termodinámicas del Punto 5.

Punto	T (°C)	T (K)	h(kJ/kg)	S(kJ/KgK)	P(bar)	Estado
5	500	773,15	3473,10	7,5698	15	Vapor sobrecalentado

Al tratarse de vapor sobrecalentado a una presión de 15 bar y una temperatura de 500°C se obtiene que: $S_5 = 7,5698 \frac{kJ}{kgK}$ y $h_5 = 3473,10 \frac{kJ}{kg}$.

d. Punto 6

A la salida del cuerpo de turbina de baja presión se encuentra el punto 6 del ciclo Rankine de vapor. Además, este punto coincide con la entrada al condensador del ciclo.

Tabla 34. Propiedades termodinámicas del Punto 6.

Punto	T (°C)	T (K)	h(kJ/kg)	S(kJ/KgK)	P(bar)	Estado
6	41,51	314,66	2513,10	No necesaria	0,08	Mezcla saturada líquido (8,6%) vapor (91,37%)

Conocida la presión P_6 y que el punto 6s tiene la misma entropía que el punto 5 se puede deducir a través de los valores de las tablas que se encuentra en estado de mezcla saturada. Es decir, existirá en este punto una mezcla de agua líquida y vapor. Sabiendo las entalpías de agua saturada 100% vapor y 100% líquida se determinan las propiedades termodinámicas del punto 6s haciendo uso del título (ecuación (68)). El resultado es un título de mezcla de $x_6 = 0,9137$ y una entalpía de la expansión isentrópica reversible de $h_{6s} = 2369,60 \frac{kJ}{kg}$. Conocidos estos datos se determina la entalpía del punto 6 según la ecuación (67):

$$h_6 = 2513,10 \frac{kJ}{kg}$$

Con estos datos y con la ecuación (67) se calcula el trabajo específico realizado por el ciclo contra el generador en el cuerpo de baja presión de la turbina:

$$\frac{\dot{W}_{t,bp}}{\dot{m}} = 960 \frac{kJ}{kg}$$

e. Punto 1

El punto 1 se encuentra a la salida del condensador. En este punto, el flujo másico de agua líquida se dispone a entrar en la bomba.

Tabla 35. Propiedades termodinámicas del Punto 1.

Punto	T (°C)	T (K)	h(kJ/kg)	S(kJ/KgK)	P(bar)	Estado
1	41,51	314,66	173,88	0,5926	0,08	Líquido saturado

Suponiendo que el punto 1 es agua saturada 100% (capítulo 5. *Ciclo de Potencia*) líquida y que su presión es de 0,08 bar se obtiene que:

$$h_1 = 173,88 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_1 = 0,5926 \frac{kJ}{kgK}$$

El proceso de cambio de fase se realiza a temperatura y presión constantes y por tanto iguales a las del punto 6.

f. Punto 2

El último punto que se aborda corresponde a la salida de la bomba y a la entrada del intercambiador de calor generador de vapor.

Tabla 36. Propiedades termodinámicas del Punto 2.

Punto	T (°C)	T (K)	h(kJ/kg)	P(bar)	Estado
2	42,29	315,44	185,94	100	Líquido subenfriado

En el punto 2 el fluido que se encuentra es agua líquida subenfriada. Con esto y conociendo el salto de presión (0,08 hasta 100 bar) se puede calcular:

$$h_{2s} = 184,37 \frac{kJ}{kg}$$

Haciendo uso de la ecuación (57):

$$h_2 = 185,94 \frac{kJ}{kg}$$

Aquí, el trabajo específico requerido por la bomba resulta del uso de la ecuación (57) es:

$$\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = 12,06 \frac{kJ}{kg}$$

Concluido el cálculo de las propiedades termodinámicas de cada punto se procede a la resumir las principales propiedades del ciclo.

g. Ciclo completo

Tabla 37. Resumen de las propiedades termodinámicas de cada punto del ciclo.

Punto	T (°C)	T (K)	h(kJ/kg)	S(kJ/KgK)	P(bar)
1	41,51	314,66	173,88	0,5926	0,08
2	42,29	315,44	185,94	No necesaria	100
3	520	793,15	3425,10	6,6622	100
4	269,27	542,42	2967,65	No necesaria	15
5	500	773,15	3473,10	7,5698	15
6	41,51	314,66	2513,10	No necesaria	0,08

El rendimiento total del ciclo se concibe como la relación entre la potencia neta útil transmitida al eje del generador y la potencia térmica aportada por la fuente de calor. De esta manera se puede calcular el rendimiento del ciclo utilizando la expresión matemática (72).

$$\eta_{ciclo} = 0,3755 \rightarrow 37,55\%$$

Conocida la variación del calor específico de las sales con la temperatura (ecuación (42)), que la temperatura de las sales a la entrada al intercambiador de calor recalentador es de 560°C y la temperatura de las sales a la salida del intercambiador de calor generador de vapor es 290°C se calcula la potencia térmica específica que ceden las sales al agua según la ecuación (75):

$$\frac{\dot{Q}_{sales}}{\dot{m}_s} = 368,412 \frac{kJ}{kg}$$

Se deja la potencia térmica \dot{Q}_{sales} como función del flujo de sales fundidas para poder aplicar tanto de la configuración de torre única como la configuración multitorre. Nótese que se suponen unas pérdidas del 10% de la energía térmica desde las sales hacia el ambiente en los conductos y depósitos de sales.

Una vez determinado el flujo másico de sales para el cual se va a realizar el cálculo, ha de determinarse qué cantidad de agua puede circular por el generador de vapor para cumplir las propiedades termodinámicas establecidas en cada punto. En la

determinación de las potencias relevantes del ciclo (térmica y eléctrica) se hace uso de las ecuaciones (76), (77) , y (78) definidas en el capítulo 5. *Ciclo de Potencia*:

$$\dot{m} = \dot{m}_s \cdot 0,098 \left[\frac{kg}{s} \right]$$

Al conocerse el flujo másico de agua la potencia total del ciclo es inmediata:

$$\dot{W}_{ciclo} = \dot{m}_s \cdot 138,327 [kW]$$

Quedando determinada la potencia neta del ciclo se establece la potencia eléctrica de la planta de potencia como:

$$\dot{W}_e = \dot{m}_s \cdot 124,50 [kW]$$

Por lo tanto haciendo uso de los flujos másicos de sales fundidas del punto de diseño contenidos en el capítulo anterior se obtienen las potencias de turbina y de generador, recogidas en la Tabla 38.

Tabla 38. Potencias eléctricas y térmicas del punto de diseño.

	Torre única	Multitorre (Norte-Sur)
Potencia de la turbina	14,30 MW _t	18,75 MW _t
Potencia eléctrica	12,90 MW _e	16,86 MW _e
Flujo másico de sales en el punto de diseño	103,58 kg/s	135,37 kg/s

6.2.5. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ANUAL

Conocidos los resultados de la energía del campo solar en las configuraciones de torre única y multitorre con conexión de torres Norte-Sur, los flujos másicos de sales a través de los receptores en ambas configuraciones y el flujo másico en el punto de diseño de ambas configuraciones se procede al cálculo de la energía eléctrica generada por la planta de potencia en el curso de todos los meses de un año.

La relación entre flujo másico de sales y potencia eléctrica en el generador está expresada en el capítulo 6.2.6. *Bloque de potencia*. Se añade además la condición de que el flujo de sales fundidas no puede ser superior al que proporciona el punto de diseño. Las sales sobrantes se acumulan en el tanque de sales calientes para producción de electricidad en horas con ausencia de luz solar.

Además, existe la limitación de energía máxima diaria que es capaz de asimilar la turbina del ciclo de vapor. Es decir, para evitar la sobreacumulación de sales fundidas

en el tanque de sales calientes se establece un máximo de energía diaria que las sales pueden obtener del campo solar. Este máximo viene dado por las características de la turbina de vapor. La máxima energía diaria que la turbina es capaz de retirar de las sales fundidas es la que requiere para estar funcionando durante 24 horas al 120% del valor de su potencia térmica nominal.

En lo referido al defecto de energía que transmiten las sales al ciclo de potencia se establece un mínimo que garantiza que la turbina de vapor no funcionará por debajo del 80% de su capacidad nominal. Para ello, se dispone de una caldera convencional de gas natural que aportará al ciclo de vapor la energía térmica que el sistema de almacenamiento no sea capaz de cubrir.

Como se ha visto a lo largo del presente proyecto existen tres posibles elementos de aportación de potencia térmica al ciclo de vapor: las sales que durante las horas de luz se calientan y van directamente al intercambiador de calor (generación por sales directas); las sales que durante las horas de luz se calientan y quedan acumuladas en el sistema de almacenamiento (generación por sales almacenadas) y el proceso de combustión de la caldera auxiliar (generación por caldera de gas).

En la Figura 96 (torre única) y en la Figura 97 (multitorre) se representan los acumulados diarios de los datos de producción horaria de ambas plantas. Los valores numéricos pueden encontrarse en *12. Anexo II: Tablas de resultados* completas. Para las figuras de este punto en adelante el mes de enero será el mes número 1 y el mes de diciembre el mes número 12. Cada curva de estas figuras representan la fracción de energía eléctrica producida directamente, mediante sales acumuladas y mediante la caldera de gas.

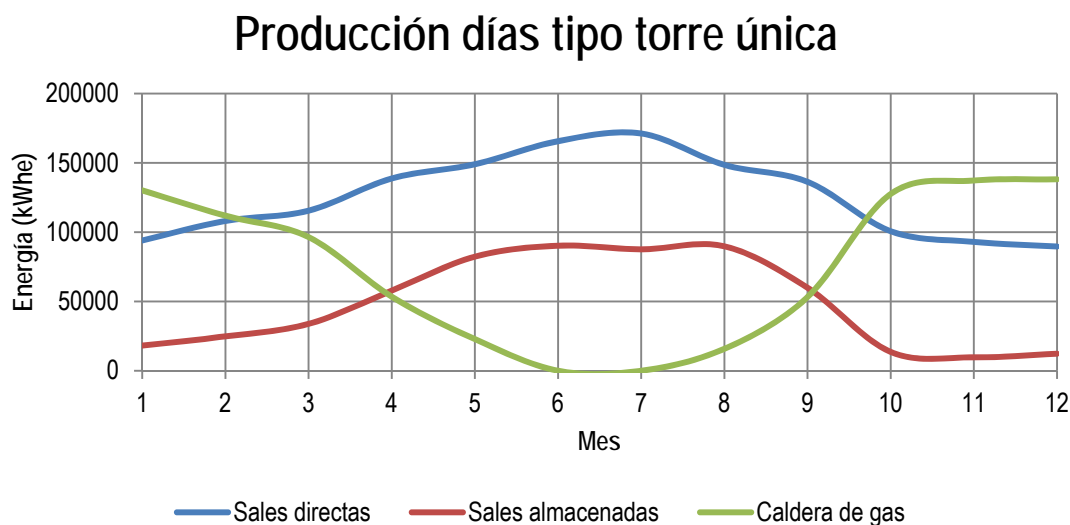


Figura 96. Producción diaria de la central de torre única para cada día modelo de los doce meses. En kWh_e.

Producción días tipo multitorre (conexión N-S)

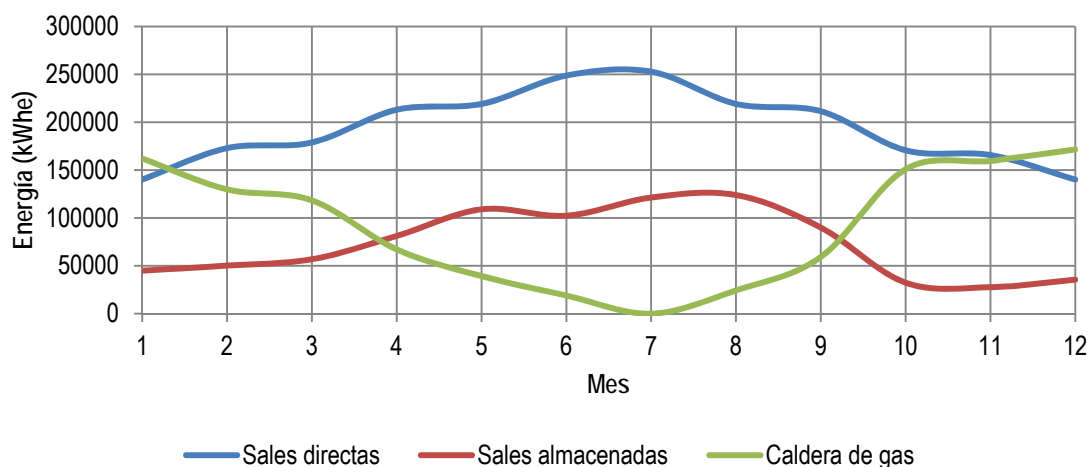


Figura 97. Producción diaria de la central multitorre con conexión norte-sur para cada día modelo de los doce meses. En kWh_e.

De las ilustraciones mencionadas y los datos anexados se resaltan los principales datos globales: producción anual total, producción anual inmediata y producción anual a través de acumulación térmica.

Tabla 39. Principales resultados de producción eléctrica de las configuraciones estudiadas.

	Torre única	Multitorre norte-sur	Multitorre Independiente
Producción anual	98,51 GWh	131 GWh	131,28 GWh
Producción con uso directo de sales	50,81 GWh	70,90 GWh	71 GWh
Producción con uso de sales almacenadas	19 GWh	26,61 GWh	26,50 GWh
Producción con gas natural	28,66 GWh	33,48 GWh	33,73 GWh

Como se mencionó en el capítulo 6.2.3.b apartado: *Torres independientes entre sí* la comparación del flujo másico del punto de diseño de la central multitorre con conexión de torres Norte-Sur y con torres independientes no es determinante a la hora de discriminar ninguna de las dos hipótesis. Sin embargo, los resultados de la producción energética anual si aportan datos determinantes. Se puede observar que pese a

aumentar casi 0,30 GWh la producción anual prácticamente todo el incremento se debe al aporte de potencia térmica aportada por la caldera auxiliar. Debido al leve incremento de la producción eléctrica anual comparado con el generoso aumento de la inversión inicial debido al suplemento de tanques y de metros de conducto de sales fundidas se resuelve que:

La configuración multitorre más adecuada es la que sigue la hipótesis de conexión de torres en serie Norte-Sur

Atendiendo a las diferencias entre la configuración multitorre y de torre única se resalta que pese a ser mayores los valores de la energía eléctrica anual para la configuración de multitorre, la repartición porcentual dependiendo de la fuente de potencia térmica es similar en las dos configuraciones estudiadas. A continuación se muestra el mix energético porcentual mensual de ambas centrales. Se entiende por mix energético porcentual la relación de la electricidad generada a través de cada fuente de potencia térmica respecto al total de la electricidad producida. Es decir, se separa de manera porcentual la producción eléctrica mensual según haya sido generada de manera directa con las sales de los receptores, de manera indirecta a través de las sales calientes almacenadas o gracias a la caldera auxiliar.

Mix energético en torre única

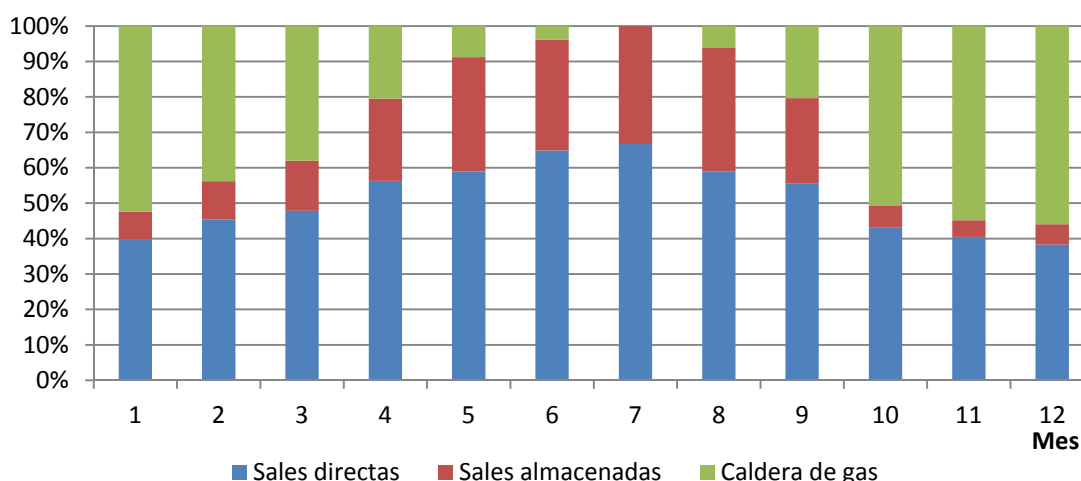


Figura 98. Mix energético porcentual mensual en función de la fuente de potencia térmica para la configuración de torre única.

Atendiendo a la Figura 99 y a la Figura 98 se aprecia que la central con configuración multitorre hace uso de la energía solar en un mayor porcentaje que la central con configuración de torre única. Es decir, la producción eléctrica de la central multitorre proviene en mayor medida de la potencia térmica aportada por la sales de manera

directa y a través de acumulación. Esto se debe a que la central multitorre presenta un punto de diseño de menor calibre que la central de torre única, permitiendo un mayor uso de energía solar respecto al uso de la energía convencional aportada por la caldera auxiliar.

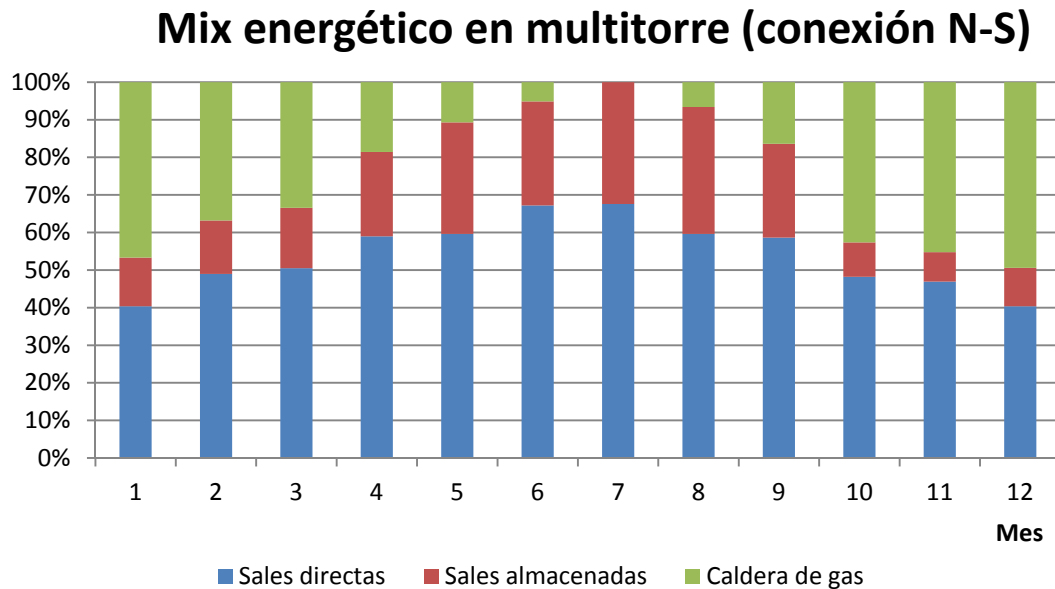


Figura 99. Mix energético porcentual mensual en función de la fuente de potencia térmica para la configuración multitorre con conexión norte-sur.

Se procede entonces a la obtención del reparto horario de la potencia térmica disponible de las posibles fuentes. Para que se pueda apreciar el funcionamiento del sistema de almacenamiento térmico y de la caldera auxiliar se crean dos figuras para cada configuración de central: una para el día tipo de julio y otra para el día tipo de abril.

En la Figura 100 y en la Figura 101 se representa la contribución de las diferentes fuentes de potencia térmica para un día de julio y ambas configuraciones. Nótese que la caldera auxiliar no forma parte de la producción eléctrica del día tipo de julio para ninguna de las dos configuraciones. Esto se debe a que el alto recurso solar diurno de dicho mes permite acumular suficiente energía como para mantener el ciclo de potencia activo durante todas las horas con ausencia de radiación solar del día.

El comportamiento de la configuración multitorre y de la configuración de torre única es sensiblemente parecido, existiendo diferencias livianas en las 6 horas solares de la mañana y de la tarde. La configuración multitorre es más sensible en las horas cercanas a la ausencia de recurso solar (i.e. atardeceres y amaneceres) por lo que su comportamiento en dichos momentos no es regular.

Día de julio en torre única

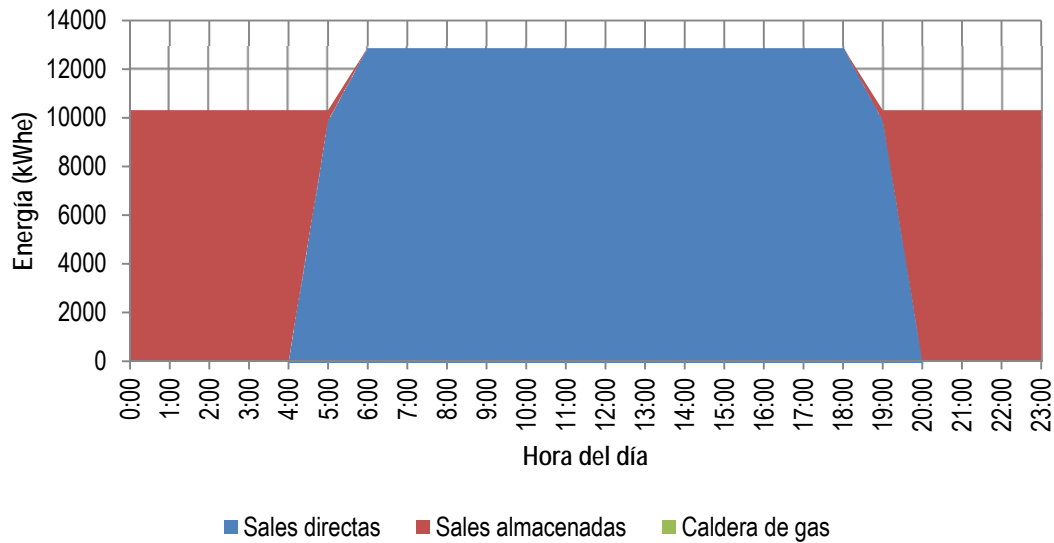


Figura 100. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de julio. Torre única.

Día de julio en multitorre (conexión N-S)

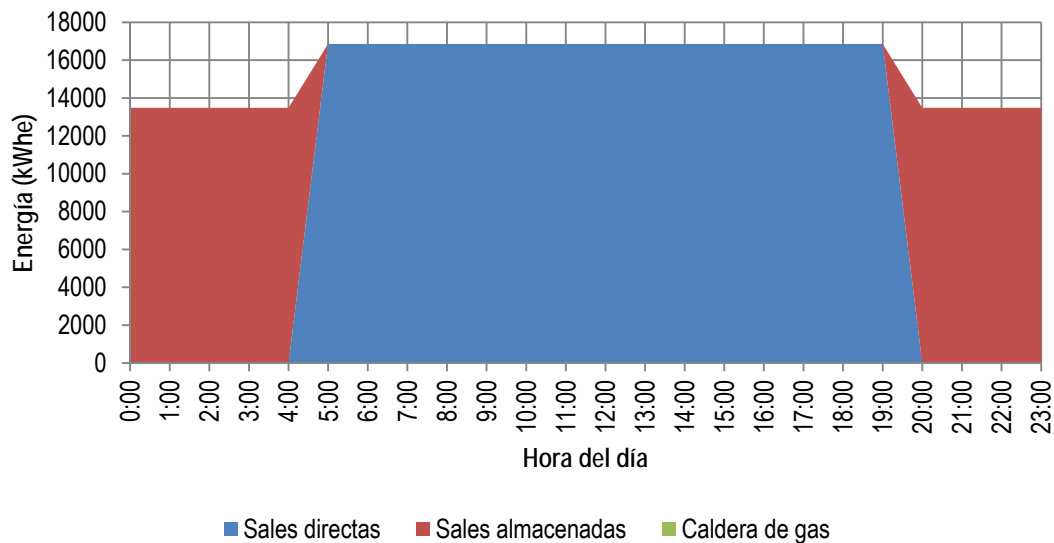


Figura 101. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de julio. Multitorre con conexión norte-sur.

Como se ha mencionado previamente se realiza el análisis previo para el día tipo del mes de abril, resultando en la Figura 102 para la configuración de torre única y en la Figura 103 para la configuración multitorre.

Día de abril en torre única

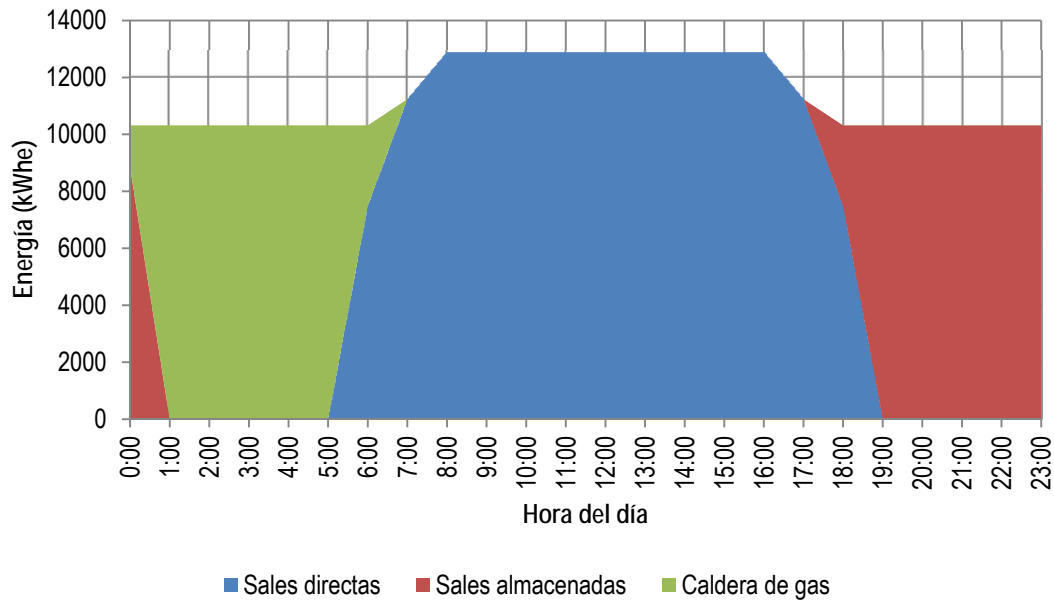


Figura 102. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de abril. Torre única.

Día de abril en multitorre

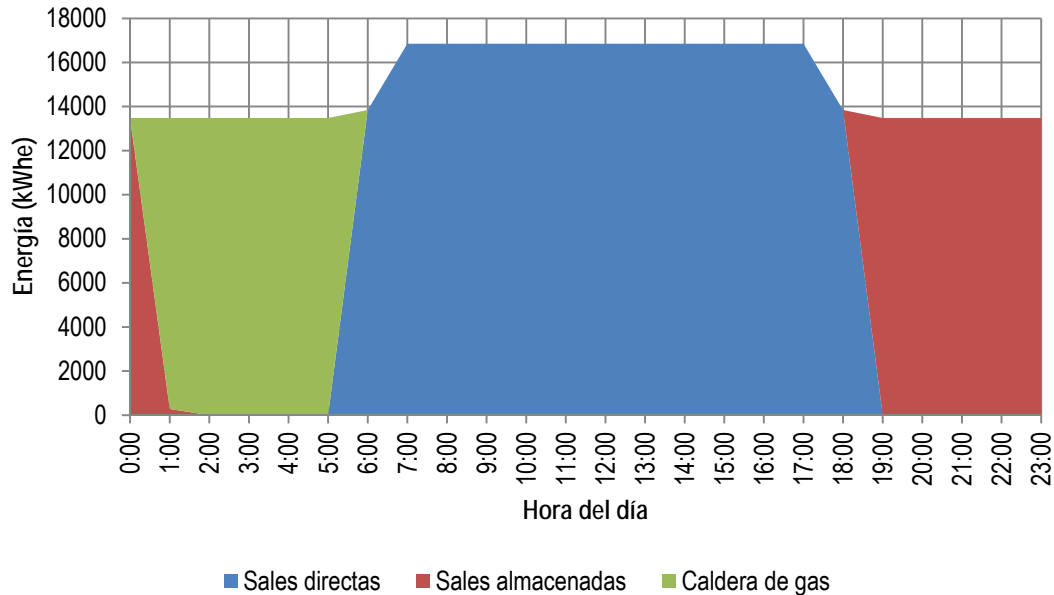


Figura 103. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de abril. Multitorre.

Se observa tanto en la Figura 102 como en la Figura 103 que el accionamiento de la caldera auxiliar ocurre sólo cuando la producción directa en conjunto con la producción a través de sales acumuladas no es suficiente para alcanzar el 80% de la potencia térmica nominal de la turbina. Esto permite el funcionamiento continuo de la central,

evitando paradas y arranques del bloque de potencia. Además, combina el uso de energía solar con el de gas natural de manera que el uso de éste último se minimice.

Atendiendo a las diferencias de comportamiento entre la configuración multitorre y la configuración de torre única se cumple que, al haber sido ambas centrales diseñadas de manera análoga su comportamiento es similar. Tan solo las figuras absolutas de producción eléctrica presentan diferencias significativas.

Para facilitar la comparación entre las configuraciones de central estudiadas en el presente proyecto se construye la Figura 104. En ella, se representa el ratio mensual entre los valores de la central de torre única y la central multitorre. Dichos valores son las aportaciones de cada fuente de potencia térmica al mix energético de la central.

Es decir, cada una de las líneas de la Figura 104 representa el cociente del valor de torre única entre el valor de multitorre. Se aprecia como ratio del uso de la caldera auxiliar es el único que supera la unidad, indicando que durante el año existen momentos en los que la central de torre única hace un mayor uso de la caldera auxiliar que la central multitorre.

Por el contrario, el ratio del uso de sales calientes almacenadas oscila sin llegar a alcanzar la unidad. Los meses para los que dicho ratio es sensiblemente menor que la unidad la central multitorre está haciendo un mayor uso del sistema de almacenamiento como fuente de potencia térmica respecto a la central de torre única. Esto refuerza los resultados presentados en la Figura 79, en la Figura 80 y en la Figura 87: el campo multitorre presenta un aumento de su eficiencia óptica media en los meses de menor radiación mientras que el campo de torre única presenta una disminución de su eficiencia óptica media en dichos meses.

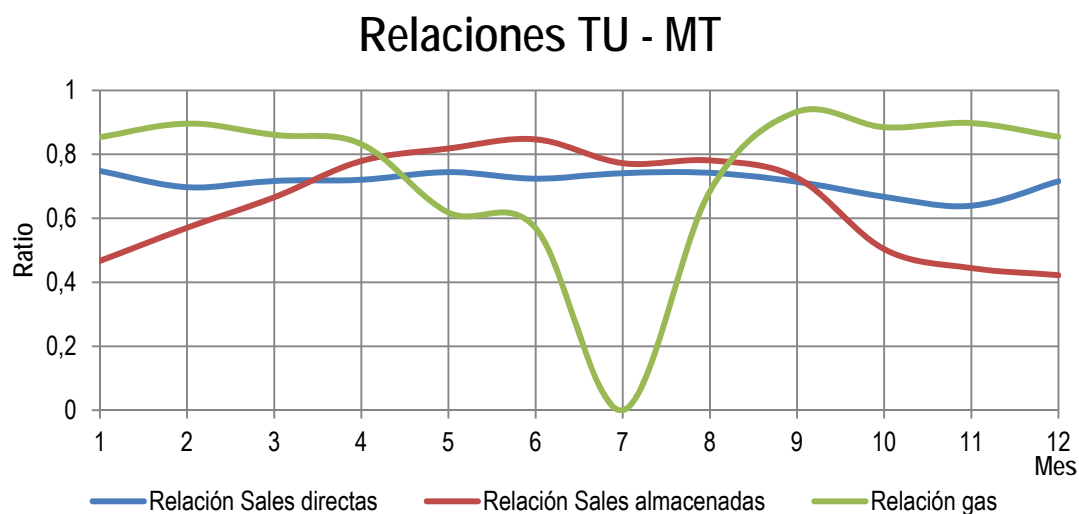


Figura 104. Ratios mensuales de valores de las fuentes de potencia térmica (Torreúnica/multitorre).

Por último, el ratio de producción directa es siempre menor y presenta un valor acotado en una franja más estrecha que los restantes ratios. Es decir, la central multitorre genera más electricidad a través de la producción directa que la central de torre única pero ambas varían la dicha producción de una manera similar a lo largo del año.

Nótese que el mínimo absoluto en el ratio de caldera auxiliar se debe a que en alguna de las configuraciones no se está haciendo uso de la misma.

El Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2005) estima la cantidad de CO₂ emitida por las centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC) españolas en 0,372 kilogramos por cada kWh_e generado. Con esto, las emisiones de CO₂ generadas por un ciclo combinado cuya producción eléctrica equivalga a las centrales térmicas solares estudiadas en el presente proyecto resulta:

36.449 Toneladas al año para equiparar la producción eléctrica de la central con configuración de torre única y 48.471 toneladas al año para equiparar la producción eléctrica de la central con configuración multitorre.

Sin embargo, ambas configuraciones de central térmica solar exigen la utilización de una caldera auxiliar de gas natural. Es decir, el ahorro de emisiones de CO₂ real viene dado por la diferencia entre las emisiones de una CTCC y las emisiones de la caldera auxiliar de las centrales térmicas solares estudiadas:

Esto significa un ahorro medio de 0,28 kgCO₂/kWh_e en la central con configuración multitorre y de 0,26 kgCO₂/kWh_e la central con configuración de torre única

En cantidades netas, el ahorro de CO₂ asciende a 36.084 toneladas con la configuración multitorre y a 25.843 toneladas en la configuración de torre única.

6.2.6. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Teniendo en cuenta la información contenida en los resultados del bloque de potencia se puede estimar el volumen que se necesita acumular de sales fundidas a lo largo del año. Para ello se determina que la capacidad del tanque de sales calientes (TSC) será suficiente como para acumular el flujo de sales dedicado a almacenamiento del mes de julio.

Se sabe por los resultados obtenidos con anterioridad que la energía derivada al almacenamiento térmico en la central de torre única para el día tipo del mes de julio es de 93 MWh. Haciendo uso de la ecuación (75) se determina que esa energía equivale a 826.666 kg de sales.

Por otro lado, se sabe que la energía derivada al almacenamiento térmico de la central de multitorre para el día tipo del mes de julio es de 121 MWh. Haciendo uso de la (75) se determina que esa energía equivale a 1.075.554 kg de sales.

Además, las cantidades de sales se incrementa un 10%-15% para tener en cuenta el fluido que está presente en los conductos y receptores del campo durante las horas de luz y que ha de evacuarse durante las horas sin luz para evitar el enriamiento y la solidificación de la sal. En la central con configuración de torre única se establece el incremento de la cantidad de sales en un 10%. Por otro lado, a la central con configuración multitorre se le aplica un incremento de la cantidad de sales del 15% debido a que ésta configuración cuenta con mayor longitud total de conducto de sales y mayor cantidad de receptores que la configuración de torre única.

Por otro lado, el volumen del TSC y del tanque de sales frías (TSF) no coincide debido a las variaciones de la densidad de las sales con la temperatura (41).

Tabla 40. Contenido en sales de TSC y TSF.

	Torre única		Multitorre	
	TSC	TSF	TSC	TSF
Masa de sales	826.666 kg	826.666 kg	1.075.554 kg	1.075.554 kg
Volumen de sales	476,78 m ³	433,8 m ³	612,47 m ³	564,43 m ³

Haciendo uso de los datos de la Tabla 40 y de la ecuación (47) se obtienen las dimensiones de los depósitos, recogidas en la Tabla 41.

Tabla 41. Dimensiones de los tanques de almacenamiento.

	Torre única		Multitorre	
	TSC	TSF	TSC	TSF
Altura y diámetro	8,47 m	8,20 m	9,20m	8,96m



Según demuestran los resultados de la Tabla 40 y de la Tabla 41 las diferencias en las geometrías de los tanques de almacenamiento de sales de la configuración de torre única y de la configuración multitorre no son suficientemente grandes como para convertir el sistema de almacenamiento térmico en un criterio de elección de tecnología.

7. CONCLUSIONES

7.1. RESUMEN DE RESULTADOS PRINCIPALES

Los resultados de este proyecto de fin de carrera permiten la comparación de las configuraciones de torre única y multitorre. A continuación, se presentan los principales resultados resumidos en tablas e ilustraciones.

Se comienza exponiendo los valores de la eficiencia óptica del campo de heliostatos resultantes de realizar la simulación del caso principal (véase 6.1.1. *Casos principal*). Dichas eficiencias se calculan tanto para la configuración multitorre como para la configuración de torre única, acorde las definiciones mostradas en el capítulo 3.2. *Eficiencia óptica*. La Figura 105 representa los datos de las eficiencias ópticas del campo de heliostatos a lo largo de los doce meses del año, siendo enero el mes número 1 y diciembre el mes número 12.

Los valores de las eficiencias ópticas se comportan de manera opuesta entre configuraciones: la central multitorre aumenta su eficiencia en los meses de menos radiación mientras que la central de torre única experimente un incremento de eficiencia en los meses de más radiación. Esto se debe a la capacidad de direccionamiento de los heliostatos de la central multitorre. En los meses de menor

radiación el factor coseno es más determinante y mediante el mencionado direccionamiento la central multitorre mejora dicho factor.

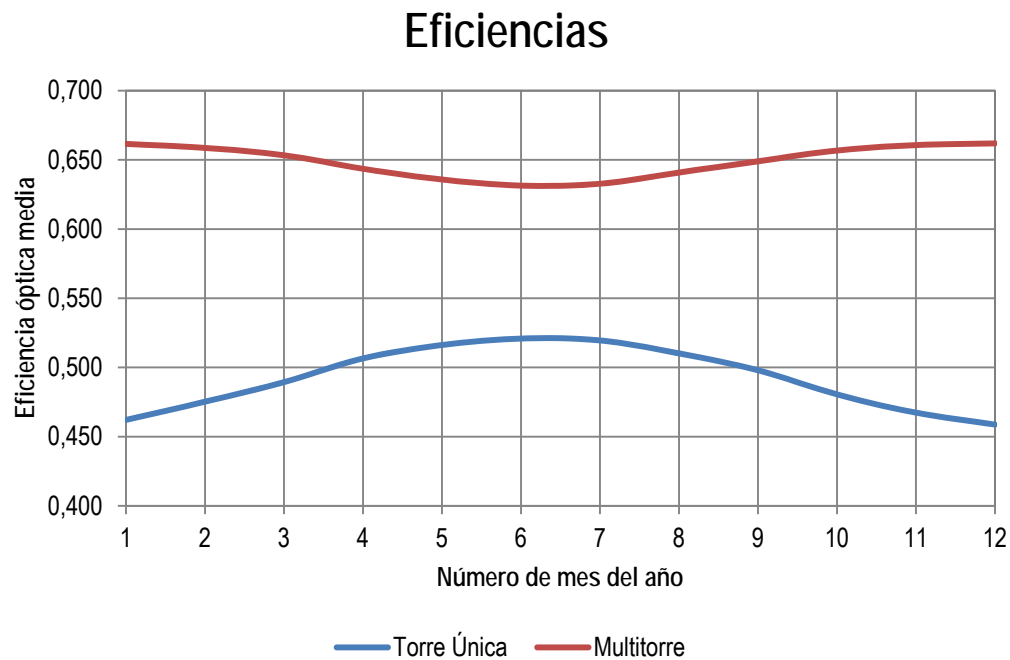


Figura 105. Eficiencias ópticas instantáneas de los heliostatos de campos de torre única y multitorre.

En la Tabla 42 se citan los principales resultados que favorecen la comparación directa entre la planta con configuración de torre única y la planta con configuración multitorre. Dichos resultados incluyen el área ocupada, la eficiencia óptica y la relación entre la producción de energía anual y el área ocupada.

Tabla 42. Parámetros principales para la comparación entre las configuraciones de torre única y multitorre.

Parámetro	Torre única	Multitorre
Área ocupada por la planta	63,61 hectáreas	63,70 hectáreas
Eficiencia óptica media anual	0,492	0,649
Energía anual / área ocupada	1,55 GWh/ha	2,05 GWh/ha

Las centrales organizadas en configuración de campo multitorre presentan básicamente la misma ocupación de terreno que las centrales de torre única. Sin embargo la central multitorre posee claramente una mayor eficiencia óptica. Al

comparar la producción eléctrica con el área ocupada la configuración multitorre obtiene, en media, un 32% más de energía producida por unidad de área ocupada.

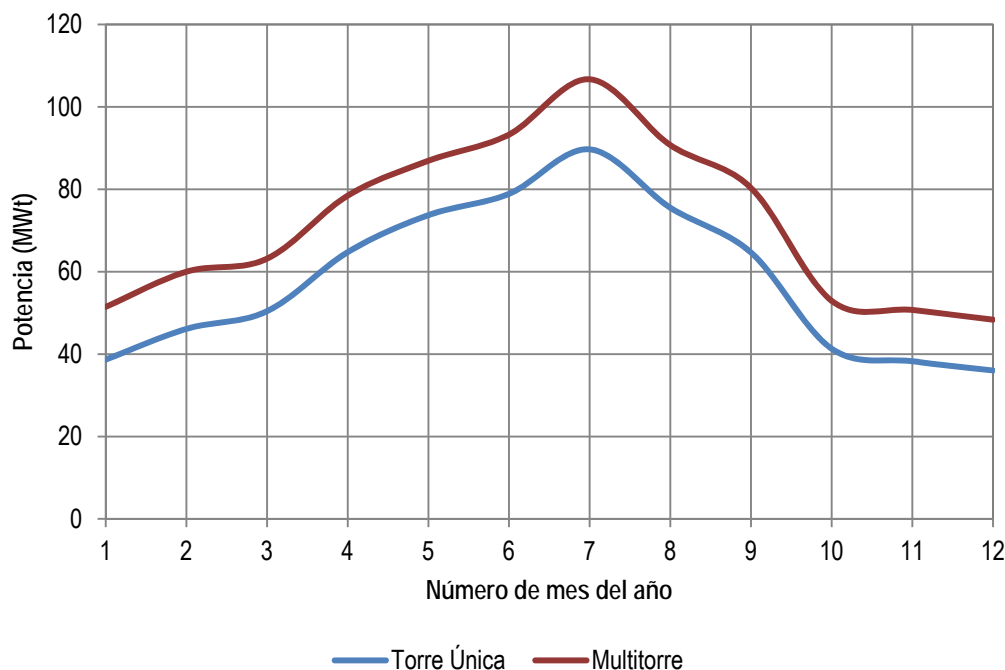


Figura 106. Potencias térmicas medias mensuales de ambas configuraciones que el campo es capaz de aportar a los receptores.

La Figura 106 representa la potencia térmica que el campo solar puede arrojar sobre los receptores. Es decir, la potencia térmica que incide en los tubos de los receptores. Nótese que esta potencia térmica no es aprovechable en su totalidad, ya que los tubos no pueden alcanzar temperaturas superiores a 650°C sin deteriorarse, forzando a disminuir las mencionadas potencias térmicas mediante el desenfoque de espejos. La potencia térmica media mensual de la central multitorre es mayor que la potencia de la central de torre única, alcanzando diferencias de hasta 17 MW_t . Debido a la configuración de la red formada por las distintas torres de la configuración multitorre se deben desenfocar una gran cantidad de espejos durante las horas solares de poca radiación. Consecuencia directa de este hecho es la diferencia en el flujo másico que la central es capaz de calentar a 560°C para su uso en el bloque de potencia. El flujo de sales fundidas en el punto de diseño es un 31% mayor para centrales que hacen uso de la configuración multitorre respecto a las que hacen uso de configuración de torre única (Tabla 43). Es importante resaltar que en el presente proyecto las centrales se comparan en una situación de igualdad de superficie útil total de espejo.

Tabla 43. Potencia térmica y eléctrica del bloque de potencia de ambas configuraciones.

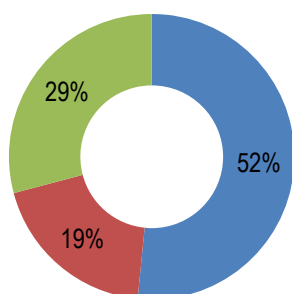
	Torre única	Multitorre (conexión N-S)
Potencia de la turbina	14,30 MW _t	18,75 MW _t
Potencia eléctrica	12,90 MW _e	16,86 MW _e
Flujo másico de sales en el punto de diseño	103,58 kg/s	135,37 kg/s
Flujo másico de vapor en el punto de diseño	10,15 kg/s	13,27 kg/s

Finalmente, la potencia eléctrica de ambas centrales se sitúa en 12,90 MW_e para la configuración de torre única y en 16,86 MW_e para la configuración multitorre. Mediante esta capacidad instalada ambas centrales producen respectivamente 98,51 GWh y 131 GWh anuales.

Tabla 44. Generación eléctrica de ambas configuraciones, horas equivalentes, almacenamiento y generación con caldera de gas.

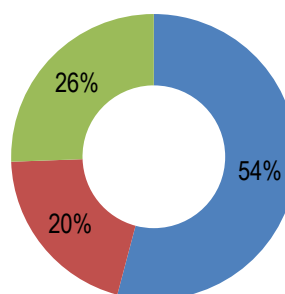
	Torre única	Multitorre
Energía eléctrica anual	98,51 GWh	131 GWh
Horas equivalentes	7636 kWh/kW	7769 kWh/kW
Factor de planta	0,87	0,89
Energía eléctrica anual generada en ausencia de luz solar	19 Gwh	26,60 GWh
Porcentaje de la energía eléctrica anual generada en ausencia de luz solar	19,28%	20,30%
Energía eléctrica anual generada gracias a la caldera auxiliar	28,7 GWh	33,47 GWh
Porcentaje de la energía eléctrica anual generada gracias a la caldera auxiliar	29%	25,6%

Torre única



■ Sales directas ■ Sales almacenadas
■ Caldera de gas

Multitorre



■ Sales directas ■ Sales almacenadas
■ Caldera de gas

Figura 107. División porcentual del mix energético de centrales con configuración de torre única.

Figura 108. División porcentual del mix energético de centrales con configuración multitorre con conexión norte-sur.

En la Figura 107 y en la Figura 108 se aprecian los porcentajes del mix energético según el origen de la potencia térmica utilizada para generar electricidad. En dichas figuras se observa cómo la central de torre única hace un mayor uso de la caldera de gas por cada unidad eléctrica producida (0,29 frente a 0,26). La energía acumulada en el tanque de sales calientes para alimentar el ciclo de potencia durante las horas de ausencia de luz es de 19 GWh en la central con configuración de torre única y de 26,6 GWh en la central con configuración multitorre.

En la Figura 109 se representan las horas que es capaz de funcionar la central en ausencia de luz solar gracias a dicha energía. Se observa que los valores de la central multitorre son ligeramente superiores a los de la central de torre única en los meses de menor recurso solar. Sin embargo la central con configuración de torre única sobrepasan a los de la central con configuración multitorre en los meses centrales del año, cuando el recurso solar se sitúa en máximos anuales. La ventaja obtenida por la central con configuración multitorre se debe al aumento de su eficiencia óptica media mensual durante los meses de poca radiación. Por el contrario, la ventaja de la torre única se debe a la diferencia del punto de diseño en igualdad de recurso solar. Al poseer un punto de diseño más bajo en los meses de alta radiación, la central multitorre destina más potencia térmica de las sales a almacenamiento que las centrales de torre única.

Horas de almacenamiento

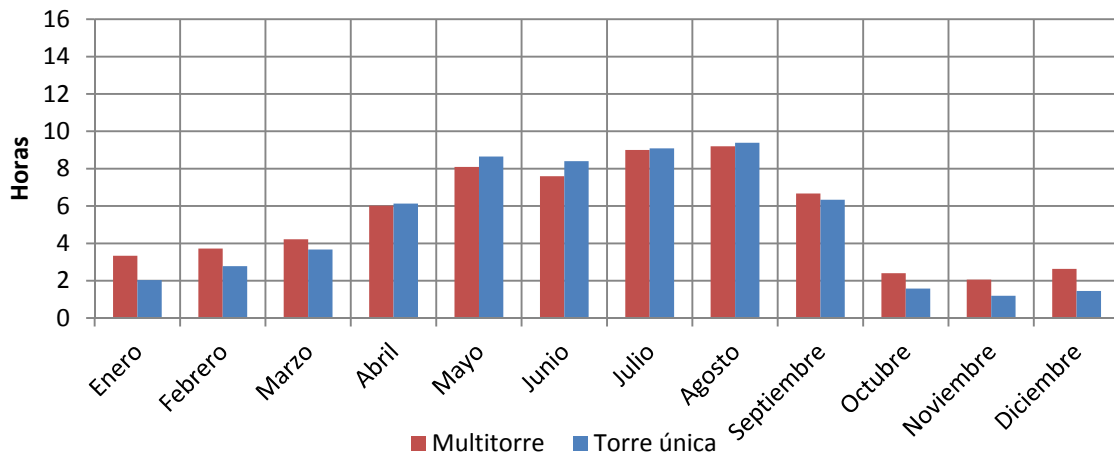


Figura 109. Horas equivalentes de almacenamiento de la central multitorre con conexión norte-sur y de la central de torre única para el día tipo de cada mes del año.

De la misma manera se representan las horas equivalentes durante las cuales se hace uso de la caldera de gas natural a lo largo del día tipo de cada mes. La Figura 110 representa dichas horas para ambas centrales.

Horas de uso de caldera

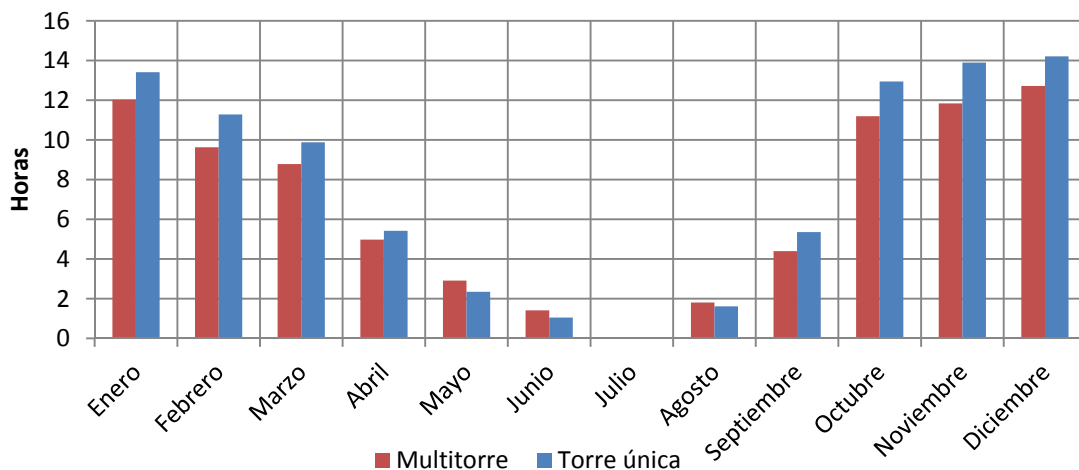


Figura 110. Horas equivalentes de uso de caldera de la central multitorre con conexión norte-sur y de la central de torre única para el día tipo de cada mes del año.

La central de torre única hace uso de la caldera auxiliar durante un mayor número de horas para todos los meses del año salvo para mayo, junio y agosto. Los valores de las horas equivalentes asignadas a la caldera auxiliar confirman que la central de configuración multitorre utiliza en menor medida el gas natural debido al mayor aprovechamiento del recurso solar.

7.2. CONCLUSIONES PRINCIPALES

Las centrales con configuración multitorre aprovechan más el recurso solar, producen más electricidad por unidad de área ocupada, son menos contaminantes y presentan un menor impacto visual que las centrales con configuración de torre única.

A continuación se enumeran las conclusiones principales del presente proyecto relativas a la comparación de configuraciones de centrales térmicas solares con configuración de receptor central en torre única y multitorre.

1. La extensión de terreno ocupada por las centrales de torre única y multitorre no es un factor determinante pues ambos tipos de central poseen ocupaciones de terreno similares: las diferencias no superan el **0,5%**.
2. El impacto visual de las centrales multitorre es menor, debido a la reducción de la altura de los heliostatos y de las torres.
3. Los campos solares con configuración multitorre aumentan el aprovechamiento del recurso solar. Esto es así ya que en el presente proyecto se ha demostrado que la eficiencia óptica media de los heliostatos en configuraciones multitorre es hasta un **32%** mayor que en configuraciones de torre única.
4. Durante los meses de menor radiación solar la existencia de varias torres favorece el aprovechamiento de la energía solar. Sin embargo, los campos solares con una única torre presentan sus máximos de eficiencia a durante los meses de mayor radiación. En general, la eficiencia del campo de heliostatos de la central de configuración multitorre es siempre superior a la de la central de configuración torre única.
5. El sistema de receptores y el entramado de conductos necesarios para implementar una configuración multitorre es sensiblemente más complejo que en configuraciones de torre única.
6. Ocupando prácticamente el mismo área, la campo solar multitorre provee con un **23,6 %** más de potencia térmica anual a los receptores.
7. Los receptores de las centrales con configuración multitorre presentan una mayor capacidad de aprovechamiento de la potencia térmica que incidente.
8. La producción eléctrica de una central con configuración multitorre es un **33%** mayor que la producción eléctrica de una central con configuración de torre única.

9. De cada cien unidades de energía eléctrica anual generadas en una central con configuración multitorre, 26 provienen de la combustión de gas natural. Por otro lado, en una central con configuración de torre única este valor asciende a 29 unidades por cada 100.
10. El aumento de producción eléctrica anual de la central multitorre respecto a la central de torre única es el equivalente al consumo eléctrico de **9317 viviendas** durante un año según el consumo medio anual eléctrico dado por el Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2005).
11. El precio de las emisiones de CO₂ evitadas al construir una central térmica solar con configuración multitorre, en vez de una central térmica de ciclo combinado, asciende a **1 millón de €** El precio de las emisiones evitadas al construir una central térmica con configuración de torre única asciende a **775.000 €** (Oliveras, 2013).

7.3. CRÍTICA A LOS RESULTADOS

Durante la realización del presente proyecto se han formulado hipótesis simplificadoras y elecciones de métodos que pueden haber afectado a la precisión de los resultados. Entre estos, cabe destacar la hipótesis de uniformidad de las características del fluido 'aire'. Las propiedades del aire se han supuesto constantes en el rango de temperaturas en el que trabajan los receptores. También se ha considerado una temperatura media en la superficie de los tubos para el cálculo de la radiación, sin entrar en consideraciones de la distribución espacial de la temperatura de cada tubo. Un modelo que tenga en cuenta dicha variación proporcionaría unos resultados algo más exactos pero complicaría los cálculos. Por ello, y debido a que el objetivo principal es la comparación entre distintas configuraciones del campo, dicho modelo queda fuera del alcance del presente proyecto.

El método iterativo utilizado para converger la temperatura de los tubos de los receptores es el del punto fijo. Sin embargo, existen diversos métodos iterativos (i.e. método de Newton) que podrían haber proporcionado datos más exactos.

Para la mencionada iteración se supone que los saltos térmicos de las sales fundidas en cada uno de los tubos son constantes. En el diseño de la configuración multitorre se podrían haber planteado sistemas iterativos que optimizasen el aumento térmico en cada uno de los tubos del conjunto de receptores.

7.4. ESTIMACIÓN DEL COSTE DE REALIZACIÓN DEL PRESENTE PROYECTO

El coste de realización del presente proyecto de fin de carrera se estima de acuerdo a la metodología expuesta en el capítulo 1.3. *Metodología*. Los costes relacionados con los recursos humanos tienen en cuenta las horas de ingeniería dedicadas por el alumno computadas como horas de ingeniero junior y las horas de consultoría del tutor del proyecto Antonio Acosta Iborra computadas como clases magistrales de ingeniero sénior. Por otro lado, se tienen en cuenta la amortización de los equipos informáticos así como la adquisición de las licencias necesarias para el uso de las herramientas de software matemático (i.e. MATLAB®).

Tabla 45. Resumen de costes de realización del presente proyecto de fin de carrera.

Concepto	Unidad	Número unidades	Precio por unidad	Coste total
Horas de ingeniero junior	horas	1.450	17€/hora	24.650€
Horas de ingeniero sénior	horas	30	120€/hora	3.600€
Equipos informáticos	equipo	1	700€/equipo	245€
Licencias de software	licencia	1	5.000€/licencia	1.000€
Material de oficina	pack de material	1	100€/pack	100€
Desplazamiento	trayectos	6	19€/trayecto	114€
Subtotal				29.709€
Otros gastos	10% del subtotal			2.971€
Total				32.680€

Nótese que el coste del equipo informático está calculado de acuerdo a una amortización del equipo en 3 años con unos intereses del 5%. La licencia de software se amortiza en 5 años sin intereses. Con esto se determina que:

El coste total de realización del presente proyecto de fin de carrera es de 32.680€

7.5. LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO

Como principales líneas futuras de investigación de centrales con configuración multitorre se proponen las siguientes:

- Desarrollar un modelo detallado que contemple la variación espacial de la temperatura en cada tubo del receptor.
- Debido a la flexibilidad de posicionamiento de los heliostatos en un campo multitorre se considera relevante la investigación de un modelo de determinación precisa de bloqueo y sombreado de los heliostatos así como la consecuente optimización del espaciado, posición y altura de las torres. Los futuros estudios sobre centrales multitorre deberían tratar de desarrollar herramientas numéricas para la optimización del número de torres en el campo.
- La diferencia de potencia térmica recibida en torres consecutivas lleva a indagar sobre la implementación de estrategias en las que cada torre funcione con gastos máxicos diferentes y estrategias de mezclado de flujos de sales en los tramos intertorre.
- La modularización del campo solar multitorre despierta interés sobre la posibilidad de descomponer el bloque de potencia en unidades de menor tamaño y más cercanas a los receptores. Esta línea de diseño podría ofrecer ventajas que han de analizarse en futuros estudios.
- Fuera del campo técnico se propone un análisis económico y financiero sistemático la central con configuración de torre única y multitorre para determinar si el aumento de producción compensa las diferencias del coste inicial y de operación y mantenimiento que aparecen entre ambas configuraciones.

8. BIBLIOGRAFÍA

al-Hassan, A. Y. 1986. *Islamic Technology: An illustrated history*. 1986. Primera edición, Cambridge.

Amos, D., Yosi, Y. y Oded, M. 2011. *Improving the optical efficiency of a concentrated solar power field using a concatenated micro-tower configuration*. 2011. *Solar Energy* 85, 931-937.

ASDN. 2009. Atomic Scale Design Network: Semiconductors. [En línea] 2009. [Citado el: 8 de Octubre de 2013.]

Augsburger, G. y Favrat, D. 2012. *Modelling of the receiver transient flux distribution de to cloud passages on a solar tower thermal power plant*. 2012. *Solar Energy* 87, 42-45.

Callen, H.B. 1985. *Thermodynamics and an introduction to Thermostatistics*. 1985. Segunda edición. John Wiley & Sons. Nueva York..

CNIM. 2012. CNIM. [En línea] 2012. [Citado el: 16 de Septiembre de 2013.] <http://www.cnim.com/en/how-concentrated-solar-power-plants-works.aspx>.

COGEN Canada. 2011. CoGeneration Canada. [En línea] 2011. [Citado el: 16 de Septiembre de 2013.] <http://www.cogencanada.org/equipment.php>.

Collado, F. J. y Guallar, J. 2012. *A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code*. 2012. *Renewable and sustainable energy reviews* 20, 142-154.

CSP Today. 2011. CSP Today. *Central receiver technologies power CSP toward grid parity*. [En línea] 2011. <http://nenmore.blogspot.com.es/2011/06/power-tower-and-price.html>.

Drachmann, A.G. 1961. *Heron's Windmill*. 1961. Séptima edición. Centaurus.

eSolar. 2013. Página web eSolar. [En línea] 2013. [Citado el: 8 de Octubre de 2013.] www.esolar.com.

EuropaPress. 2009. El vendabal tuvo provecho 'cero' para los parques eólicos catalanes. *El Mundo*. 2009.

European Photovoltaic Industry Association. 2012. *PV Market Report 2011*. 2012. EPIA, <http://www.epia.org/>.

European Photovoltaic Indutrsy Association. 2013. *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*. 2013. EPIA, <http://www.epia.org/>.



Garbrecht, O. y Al-Sibai, F. 2012. *CDF-simulation of a new receiver design for a molten salt solar power tower*. 2012. Solar Energy 90, 94-106.

GEOCITIES. 2009. Geocities. [En línea] 2009. [Citado el: 29 de Agosto de 2013.] <http://www.geocities.com/dieret/re/Solar/solar.html>.

Google Maps. maps.google.es. [En línea] [Citado el: 8 de Octubre de 2013.]

Hewitt, G. F. 1994. *Process heat transfer*. 1994. Vol. 2. CRC Press. Boca Ratón.

HKRE. 2011. Hong Kong Renewable Energy. [En línea] 2011. [Citado el: 13 de Septiembre de 2013.] http://re.emsd.gov.hk/english/other/hydroelectric/hyd_tech.html#3.

Incropera, F. P. y DeWitt, D. P. 1999. *Fundamentos de transferencia de calor*. 1999. Cuarta edición. Pearsons, México.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 2005. *Plan de Energías Renovables 2005-2012*. 2005. IDAE, <http://www.idae.es/>.

International Energy Agency. 2012. *Key World Energy Statistics*. 2012. IEA, <http://www.iea.org/>.

Labanda, A. 2011. *Modelado de una planta solar mediante el tratamiento de señales en Simulink*. Madrid : s.n., 2011.

Lata, J.M., Rodríguez, M. y Álvarez de Lara, M. 2008. *High flux central receivers of molten salts for the new generation of commercial stand-alone solar power plants*. 2008. Journal of Solar Energy Engineering 130.

mi+d. 2009. Madridmasd. *Madrid I+D*. [En línea] 2009. [Citado el: 16 de Septiembre de 2013.] <http://www.madrimasd.org/informacionidi/noticias/noticia.asp?id=39147&tipo=g>.

Moran, M. J. y Shapiro, H. N. 2004. *Fundamentos de termodinámica técnica*. 2004. Segunda edición, Reverte.

Muñoz, L. 2010. *Disco Stirling*. 2010. Energía solar térmica.

Nahle, N. 2006. *Transferencia de calor*. 2006. Segunda edición, México.

National Renewable Energy Agency. 2010. *CSP Best Practices Handbook or the Collection and Use of Solar Resource Data*. 2010. NREL, Denver.

Oliveras, E. 2013. El Parlamento deja a precio de saldo las emisiones de CO2. *Revés conservador a la lucha contra el cambio climático*. 2013.

PSA. 2010. Plataforma Solar de Almería. [En línea] 2010. [Citado el: 16 de Septiembre de 2013.] <http://www.psa.es/webesp/instalaciones/parabolicos.php>.

PV Education. 2012. PV Education: Slolar Cell Structure. [En línea] 2012. [Citado el: 8 de Octubre de 2013.] <http://pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-structure>.

Red Eléctrica de España. 2013. Balance Eléctrico Diario Peninsular. [En línea] 2013. <http://www.ree.es/>.

Renovables Energía. 2009. www.renovables-energia.com. [En línea] 13 de Mayo de 2009. [Citado el: 13 de Septiembre de 2013.] <http://www.renovables-energia.com/2009/05/funcionamiento-aerogeneradores-eolicos/>.

SENER. 2010. Centrales termosolares (17MWe-50MWe). *Presentación a CONAE*. 2010.

SENER, 2007. *Solar Tres: First commercial molten salt central receiver plant*. 2007. NREL, Denver.

SENER, TORRESOL Energy. 2010. Web SENER. [En línea] 2010. [Citado el: 26 de Julio de 2013.] <http://www.sener.es/videoteca/es?pag=2&initdate=&enddate=&categoria=&totalperpage=6>.

Solar Thermal Power Plants - Technology Fundamentals. **Renewable Energy World. 2003.** 2003.

SolarPACES. 2011. Sitio web de SolarPACES. [En línea] 2011. [Citado el: 8 de Octubre de 2013.] http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/csp_technology.htm.

Stine, W. B. y Harrigan, R. W. 1986. *Solar Energy System Design*. 1986. Segunda edición. John Wiley & Sons, Michigan.

The World Bank. 2010. *World Bank Data Visualizer*. 2010.

U.S. Department of Energy. 2011. History of Hydropower. [En línea] Septiembre de 2011. [Citado el: 13 de Septiembre de 2013.] http://www1.eere.energy.gov/water/hydro_history.html.

Universidad de Valladolid. 2011. *Departamento de Energía y Fluidomecánica - Tablas y diagramas para termodinámica térmica*. 2011.

US Geological Survey. 2013. ga.water.usgs.gov. [En línea] 6 de Marzo de 2013. [Citado el: 13 de Septiembre de 2013.] <http://ga.water.usgs.gov/edu/hyhowworks.html>.

Volker Quasching. 2012. [En línea] 2012. [Citado el: 16 de Septiembre de 2013.] <http://www.volker-quaschning.de/articles/fundamentals2/index.php>.



Water Encyclopedia. 2010. Water Encyclopedia. *Hydroelectric Power*. [En línea] 2010. [Citado el: 13 de Septiembre de 2013.] <http://www.waterencyclopedia.com/Ge-Hy/Hydroelectric-Power.html>.

West Virginia University - Mechanical and aerospace engineering. 2010. WVU MAE. [En línea] 2010. [Citado el: 8 de Octubre de 2013.] <http://www.mae.wvu.edu/~smirnov/mae320/notes.html>.

WikiBooks. 2007. Wiki Books. [En línea] 2007. [Citado el: 8 de Octubre de 2013.] http://en.wikibooks.org/wiki/Jet_Propulsion/Thermodynamic_Cycles/Brayton_cycle.

Wikimedia. 2012. *T-S Diagram for Steam*. [http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Rankine_cycle_with_reheat.jpg] 2012.

Wikipedia. 2012. Anexo: Centrales Hidroeléctricas del mundo. [En línea] 2012. [Citado el: 13 de Septiembre de 2013.] http://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Centrales_hidroel%C3%A9ctricas_del_mundo.

Worl Wind Energy Association. 2008. *Global installed wind power capacity*. 2008.

Zavoico, A. B. 2001. *Solar Powe Tower - Design Basis Document Rev. 0*. San Francisco : SANDIA, 2001.

9.LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Desglose y evolución de la generación energética a nivel mundial. En TWh.Fuente: (International Energy Agency, 2012)	12
Figura 2.Evolución del consumo energético per cápita en China, Chile, India, España y Estados Unidos (EEUU).Fuente: (The World Bank, 2010).....	12
Figura 3. Estructura de generación eléctrica en España consultada el 16/04/2013. Fuente: (Red Eléctrica de España, 2013).....	13
Figura 4. Parque eólico en Cataluña, España. Fuente: (EuropaPress, 2009).....	14
Figura 5. Esquemmatización de un aerogenerador. Fuente: (Renovables Energía, 2009)	16
Figura 6. Esquema típico de una central hidroeléctrica. Fuente: (US Geological Survey, 2013).....	17
Figura 7. Turbina típica de tipo Kaplan para instalación en centrales hidroeléctricas. Fuente: (US Geological Survey, 2013).	18
Figura 8. Contribuciones de la radiación solar como consecuencia de la interacción con la atmósfera. Fuente: (National Renewable Energy Agency, 2010)	24
Figura 9. Sección de la tabla periódica. Fuente: (ASDN, 2009)	26
Figura 10. Sección de una célula fotovoltaica. (PV Education, 2012)	26
Figura 11. Esquemmatización de la tecnología de Colector Cilindro Parabólico. Fuente: (mi+d, 2009)	28
Figura 12. Sistema de seguimiento hidráulico en un CCP. (Labanda, 2011).....	29
Figura 13. Colector lineal Fresnel de la Plataforma Solar de Almería. Fuente: (PSA, 2010).....	30
Figura 14. Trayectoria de los rayos de sol en colectores Fresnel. Fuente: (CNIM, 2012)	32
Figura 15. Disco parabólico con motor Stirling. Fuente: (Muñoz, 2010).....	34
Figura 16. Campo de heliostatos y torre de la central Gemasolar. Fuente: (SENER, TORRESOL Energy, 2010)	36
Figura 17. Vista trasera y frontal de un heliostato SENER. Fuente: (SENER, 2007); (PSA, 2010).....	37

Figura 18. Configuraciones de campo solar de torre única. Lágrima o circular. Fuente: (Stine, y otros, 1986)	38
Figura 19. Receptores y campo solar en configuración multitorre. Fuente: (eSolar, 2013).....	39
Figura 20. Esquema y fotografía de torres con receptor central. Fuente: (SolarPACES, 2011).....	39
Figura 21. Esquema y fotografía de un receptor solar no direccional. Fuente: (Stine, y otros, 1986).....	40
Figura 22. Simplificación esquemática del ciclo Brayton abierto (a) o cerrado (b).Fuente: (West Virginia University - Mechanical and aerospace engineering, 2010)	43
Figura 23. Diagrama T-S del ciclo Brayton abierto. Fuente: (WikiBooks, 2007)	44
Figura 24. Esquema de central solar hibridada con combustible fósil para ciclo combinado Brayton-Rankine. Fuente: (Solar Thermal Power Plants - Technology Fundamentals, 2003).....	44
Figura 25. Esquema simplificado de ciclo Rankine simple y correspondiente diagrama temperatura-entropía. (Stine, y otros, 1986).....	45
Figura 26. Vista aérea y localización de la planta PS20. Sevilla, España. Fuente: (Google Maps).....	46
Figura 27. Vista y localización de la planta Gemasolar. Sevilla, España. (Google Maps)	47
Figura 28. Vista y localización de la planta PS10. Sevilla, España. Fuente: (Google Maps).....	48
Figura 29. Vista y localización de Sierra Sun Tower. California, Estados Unidos de América. Fuente: (Google Maps).....	49
Figura 30. Visualización y localización de Acme Solar Thermal Tower. Rajasthan, India. Fuente: (Google Maps).....	51
Figura 31. Visualización y localización de Jülich Solar Tower. Jülich, Alemania. Fuente: (Google Maps).....	52
Figura 32. Visualización y localización de Yanqing Solar Power Station. Yanqing, China. Fuente: (Google Maps)	53
Figura 33. Visualización y localización de Beijing Badaling Solar Tower. Beijin, China. Fuente: (Google Maps).....	54

Figura 34. Elementos que intervienen en la eficiencia óptica del campo de heliostatos. (Collado, y otros, 2012).	56
Figura 35. Órbita terrestre.Fuente: (Stine, y otros, 1986).....	59
Figura 36. Definición gráfica del ángulo horario. (Stine, y otros, 1986).....	60
Figura 37. Sistema de coordenadas en el observador, vector s. (Stine, y otros, 1986).....	61
Figura 38. Campo solar de 2650 heliostatos. Espaciado constante de 0,866 veces la diagonal del heliostato entre seguidores. (Collado, y otros, 2012).....	63
Figura 39. Campo solar de 2650 heliostatos. Espaciado variable de 1; 1,4 y 1,8 veces la diagonal del heliostato entre centros de heliostato. (Collado, y otros, 2012)	64
Figura 40. Determinación del incremento del radio para mayor compactación posible. Fuente: Elaboración propia.....	65
Figura 41. Detalle del espaciado entre heliostatos. Fuente: Elaboración propia. Fuente: Elaboración propia.....	66
Figura 42. Campo de torre única con torre centrada.....	67
Figura 43. 40 heliostatos en torre única. Vectores s (azul) y t (verde). Vista isométrica. Julio a las 16:00 horas. Fuente: Elaboración Propia.	68
Figura 44. 40 heliostatos en torre única. Vectores 's' (azul) y 't' (verde). Vista 2 dimensiones. Julio a las 16:00 horas. Fuente: Elaboración propia.	70
Figura 45. 40 heliostatos equivalentes en multitorre. Vectores 's' (azul) y 't' (verde). Vista 2 dimensiones. Influencia del factor coseno sobre la eficiencia óptica eliminada para apreciar la orientación hacia la torre más cercana. Fuente: Elaboración propia..	71
Figura 46. Torre objetivo de cada heliostato del campo. Color azul – heliostatos a torre 1. Color verde – heliostatos a torre 2. Color granate – heliostatos a torre 3. 14:00 horas de un día arbitrario de marzo. <i>Caso secundario número 2</i> . Fuente: Elaboración propia.	71
Figura 47. Sector de un campo con la torre centrada en el eje norte sur. Fuente: Elaboración propia.....	72
Figura 48. Sector de campo con la torre desplazada hacia el sur en el eje norte sur. Fuente: Elaboración propia.....	72
Figura 49. Diferencia entre hora solar media y hora solar real. (Stine, y otros, 1986) .	73
Figura 50. Ejemplos de receptores abiertos y de cavidad. Fuente: (Stine, y otros, 1986)	78

Figura 51. Flujo de calor en el receptor cilíndrico de tubos finos de la planta Gemasolar durante el equinoccio de primavera (20 de marzo). Fuente: (Augsburger, y otros, 2012)	79
Figura 52. Vista superior y frontal del receptor central. Fuente: Elaboración propia....	81
Figura 53. Renderizado del receptor de Gemasolar. Fuente: (Lata, y otros, 2008).	81
Figura 54. Panel de 40 tubos del receptor central y detalle de la radiación incidente absorbida y reflejada.	82
Figura 55. Geometría para la resolución del circuito térmico. Fuente:	84
Figura 56. Circuito térmico equivalente para el estudio del receptor central.	84
Figura 57. Esquema de funcionamiento de una planta termosolar de receptor central. Fuente: Adaptado de (SENER, 2007)	89
Figura 58. Ciclo Rankine básico. Fuente: (Callen, 1985)	98
Figura 59. Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento. Fuente: (Wikimedia, 2012).....	98
Figura 60. Ciclo combinado con hibridación solar. Fuente: (Volker Quasching, 2012)	99
Figura 61. Elementos anterior y posterior a la bomba del ciclo Rankine. Fuente: Elaboración propia.....	99
Figura 62. Boceto del diagrama T-S en la zona de bombeo. Fuente: Elaboración propia.....	102
Figura 63. Elementos anterior y posterior a los intercambiadores de calor del ciclo Rankine. Fuente: Elaboración propia.	103
Figura 64. Elementos anterior y posterior a la turbina del ciclo Rankine. Fuente: Elaboración propia.....	105
Figura 65. Detalle de una turbina de vapor en la que la carcasa exterior ha sido seccionada y se aprecian los distintos cuerpos de la turbina y 2 extracciones. Fuente: (COGEN Canada, 2011).....	105
Figura 66. Instalación de turbina de vapor de ALSTOM. Fuente: (ALSTOM, 2010) ..	106
Figura 67. Detalle del diagrama TS del agua en los procesos de expansión y recalentamiento. Fuente: Elaboración propia.....	107
Figura 68. Elementos anterior y posterior al condensador del ciclo Rankine. Fuente: Elaboración propia.....	109

Figura 69. Flujo de las sales en la central multitorre comparado con la potencia térmica en cada torre en un día arbitrario. Conexión Este-Oeste.	114
Figura 70. Flujo de las sales en la central multitorre comparado con la potencia térmica en cada torre en un día arbitrario. Conexión de torres Norte-Sur.	115
Figura 71. Flujo de las sales en la central multitorre comparado con la potencia térmica en cada torre en un día arbitrario. Torres independientes entre sí.....	116
Figura 72. Representación de los valores de DNI (Wh/m^2) durante el día modelo de cada mes del TMY. Resolución horaria.....	117
Figura 73. Metros de tubería y perímetro de la planta para distintas configuraciones para 36 torres.	121
Figura 74. Metros de tubería y perímetro de la planta para distintas configuraciones para 30 torres.	122
Figura 75. Valores normalizados de la eficiencia óptica y de la distancia heliostato-torre del campo.	123
Figura 76. Eficiencia óptica y variación de la misma en campo solar multitorre como función del número de torres. <i>Caso secundario número 2</i>	125
Figura 77. Eficiencias ópticas instantáneas de los heliostatos en el día 73 del año a las 12:00 hora solar. El color indica la eficiencia óptica de cada uno de los heliostatos del campo.	127
Figura 78. Energía reflejada hacia las torres por cada heliostato el día 73 a las 12:00 hora solar.....	128
Figura 79. Evolución anual de la eficiencia óptica mensual media del campo multitorre (datos y gráfica).....	130
Figura 80. Eficiencia media anual de cada torre (datos y gráfica).....	131
Figura 81. Distancia media de los heliostatos a la torre de destino (datos y gráfica). 132	
Figura 82. Potencia térmica media anual incidente en cada una de las 24 torres del modelo principal.....	133
Figura 83. Heliostatos-hora anuales de cada torre objetivo del campo solar multitorre.	134
Figura 84. Franja de heliostatos con menor eficiencia óptica (recuadro morado).....	134
Figura 85. Potencia térmica media anual incidente en cada una de las 24 torres del modelo principal. Gráfico de burbujas.	135



Figura 86. Potencia media mensual percibida en la suma de los 24 receptores a lo largo del año.	136
Figura 87. Eficiencias ópticas medias mensuales de los heliostatos del campo de torre única.	137
Figura 88. Potencia térmica media mensual en el receptor de torre única.	138
Figura 89. Representación de la energía proporcionada por cada heliostato (kW) en la configuración de torre única. Vista para día de julio a las 16:00 hora solar.	138
Figura 90. Saltos térmicos (Toutsales-Tinsales)por torre a las 12:00 horas del día tipo de marzo.	145
Figura 91. Evolución térmica de las sales fundidas a lo largo de la columna 1. Temperatura de entrada, temperatura de salida y salto térmico. 12:00 horas solares del día tipo de marzo.	146
Figura 92. Temperatura de los tubos en cada torre a las 12:00 horas del día tipo de marzo.	146
Figura 93. Saltos térmicos (Toutsales-Tinsales)por torre a las 12:00 horas del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.	148
Figura 94. Evolución térmica de las sales fundidas a lo largo de la columna 1. Tin,Tout,Salto térmico. 12:00 horas solares del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.	149
Figura 95. Temperatura de los tubos en cada torre a las 12:00 horas del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.	149
Figura 96. Producción diaria de la central de torre única para cada día modelo de los doce meses. En kWh _e	159
Figura 97. Producción diaria de la central multitorre con conexión norte-sur para cada día modelo de los doce meses. En kWh _e	160
Figura 98. Mix energético porcentual mensual en función de la fuente de potencia térmica para la configuración de torre única.	161
Figura 99. Mix energético porcentual mensual en función de la fuente de potencia térmica para la configuración multitorre con conexión norte-sur.	162
Figura 100. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de julio. Torre única.	163
Figura 101. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de julio. Multitorre con conexión norte-sur.	163

Figura 102. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de abril. Torre única.	164
Figura 103. Distribución de generación de energía eléctrica (kWh) a lo largo del día tipo de abril. Multitorre.	164
Figura 104. Ratios mensuales de valores de las fuentes de potencia térmica (Torreúnica/multitorre).	165
Figura 105. Eficiencias ópticas instantáneas de los heliostatos de campos de torre única y multitorre.	170
Figura 106. Potencias térmicas medias mensuales de ambas configuraciones que el campo es capaz de aportar a los receptores.	171
Figura 107. División porcentual del mix energético de centrales con configuración de torre única.	173
Figura 108. División porcentual del mix energético de centrales con configuración multitorre con conexión norte-sur.	173
Figura 109. Horas equivalentes de almacenamiento de la central multitorre con conexión norte-sur y de la central de torre única para el día tipo de cada mes del año.	174
Figura 110. Horas equivalentes de uso de caldera de la central multitorre con conexión norte-sur y de la central de torre única para el día tipo de cada mes del año.	174
Figura 111. Esquema de funcionamiento de las funciones de MATLAB relacionadas con el campo solar.	195
Figura 112. Esquema tipo de flujo de sales fundidas en receptor central. Sistema de llenado y vaciado por inundación. Sistema de ventilación para evacuación de aire durante el llenado. Fuente: (Zavoico, 2001) adaptada.	226



10. LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad instalada de energía eólica en los 10 países con mayor potencia. Fuente: (Worl Wind Energy Association, 2008).....	15
Tabla 2. Las 10 mayores plantas hidroeléctricas del mundo. Fuente: (Wikipedia, 2012)	17
Tabla 3. Características de PS20.....	46
Tabla 4. Características de Gemasolar.....	47
Tabla 5. Características de PS10.....	49
Tabla 6. Características de Sierra Sun Tower.....	50
Tabla 7. Características de Acme Solar Thermal Tower.....	51
Tabla 8. Características de Jülich Solar Tower.....	52
Tabla 9. Características de Yanqing Solar Power Station.....	53
Tabla 10 Características de Beijing Badaling Solar Tower.....	54
Tabla 11. Características geométricas de los heliostatos usados en las simulaciones. Fuente: (Amos, y otros, 2011) (Collado, y otros, 2012).....	65
Tabla 12. Parámetros constructivos del receptor de las dos configuraciones de campo solar estudiadas. Fuente: (SENER, 2010). Casos principales.....	80
Tabla 13. Datos de partida para el diseño del campo solar.....	118
Tabla 14. Selección de 12 días del Año Meteorológico Modelo (TMY) de Tabernas, Almería. DNI (Wh/m ²)	119
Tabla 15. Dimensiones de los heliostatos.....	120
Tabla 16. Metros de tubería y perímetro de la planta para las posibles configuraciones de un campo con 36 torres.....	121
Tabla 17. Metros de tubería y perímetro de la planta para las posibles configuraciones de un campo con 30 torres.....	122
Tabla 18. Eficiencia óptica del campo solar multitorre en función del número de torres. <i>Caso secundario número 2</i> . Datos extraídos de la Tabla 47.....	124
Tabla 19. Eficiencias medias mensuales de los heliostatos que apuntan a cada una de las torres.....	129



Tabla 20. Datos de partida utilizados para el cálculo de la transferencia de calor en los receptores.....	139
Tabla 21. Temperaturas de sales y tubos a lo largo de los 8 paneles de uno de los circuitos. Flujo másico total. 12:00 horas solares del medio día del día tipo de marzo.	140
Tabla 22. Temperaturas de sales y tubos a lo largo de los 8 paneles de uno de los circuitos. Flujo másico total. 12:00 horas solares del medio día del día tipo de julio.	141
Tabla 23. Temperaturas de sales en las torres bajo la hipótesis de salto de temperaturas constante. Flujo másico en las torres.	142
Tabla 24. Series de torres y torres pertenecientes a dichas series.....	144
Tabla 25. Temperaturas y flujo másico de cada torre para el caso principal a las 12:00 horas solares del día tipo de marzo.....	144
Tabla 26. Temperaturas y flujo másico de cada torre para el caso principal a las 12:00 horas solares del día tipo de julio. Hipótesis de conexión de torres Norte-Sur.	147
Tabla 27. Temperaturas y flujo másico de cada torre para el caso principal a las 12:00 horas solares del día tipo de julio. Hipótesis de torres independientes entre sí.....	150
Tabla 28. Flujo másico de cada fila de torres y variación respecto a la media. Hipótesis de torres independientes entre sí.	151
Tabla 29. Datos de partida para la resolución del ciclo de potencia.	152
Tabla 30. Descripción de la numeración de los puntos característicos del ciclo Rankine de vapor.....	153
Tabla 31. Propiedades termodinámicas del Punto 3. (Universidad de Valladolid, 2011)	153
Tabla 32. Propiedades termodinámicas del Punto 4. (Universidad de Valladolid, 2011)	154
Tabla 33. Propiedades termodinámicas del Punto 5.....	154
Tabla 34. Propiedades termodinámicas del Punto 6.....	155
Tabla 35. Propiedades termodinámicas del Punto 1.....	155
Tabla 36. Propiedades termodinámicas del Punto 2.....	156
Tabla 37. Resumen de las propiedades termodinámicas de cada punto del ciclo.....	157
Tabla 38. Potencias eléctricas y térmicas del punto de diseño.	158

Tabla 39. Principales resultados de producción eléctrica de las configuraciones estudiadas.	160
Tabla 40. Contenido en sales de TSC y TSF.	167
Tabla 41. Dimensiones de los tanques de almacenamiento.	167
Tabla 42. Parámetros principales para la comparación entre las configuraciones de torre única y multitorre.	170
Tabla 43. Potencia térmica y eléctrica del bloque de potencia de ambas configuraciones.	172
Tabla 44. Generación eléctrica de ambas configuraciones, horas equivalentes, almacenamiento y generación con caldera de gas.	172
Tabla 45. Resumen de costes de realización del presente proyecto de fin de carrera.	177
Tabla 46. Sumario de funciones, variables de entrada y de salida de los programas relacionados con el diseño y resultados del campo solar.	196
Tabla 47. Eficiencias ópticas y su variación en función del número de torres presentes en el campo solar multitorre. Caso secundario número 2.	217
Tabla 48. Potencias térmicas medias mensuales recibidas en cada una de las 24 torres del campo solar multitorre. Expresadas en MW_t	218
Tabla 49. Energía producida por sales directas en la central de torre única (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.	219
Tabla 50. Energía producida a través de sales acumulados en el TSC por la central térmica de torre única (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.	220
Tabla 51. Energía producida mediante la caldera auxiliar (kWh) en la central térmica multitorre en el día tipo de cada mes a lo largo del año meteorológico modelo.	221
Tabla 52. Energía producida con sales directas (kWh) por la central térmica multitorre en el día tipo de cada mes a lo largo del año meteorológico modelo.	222
Tabla 53. Energía producida con el flujo de sales acumulado en el TSC por la central térmica multitorre (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.	223
Tabla 54. Energía producida a través de la caldera de gas auxiliar en la central térmica multitorre (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.	224



11. ANEXO I: CÓDIGO DE MATLAB

11.1. SÍNTESIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL CÓDIGO

En la Figura 111 se puede observar la esquematización de las funciones y subfunciones de MATLAB que están relacionadas con el cálculo y diseño del campo solar de torre única y multitorre.

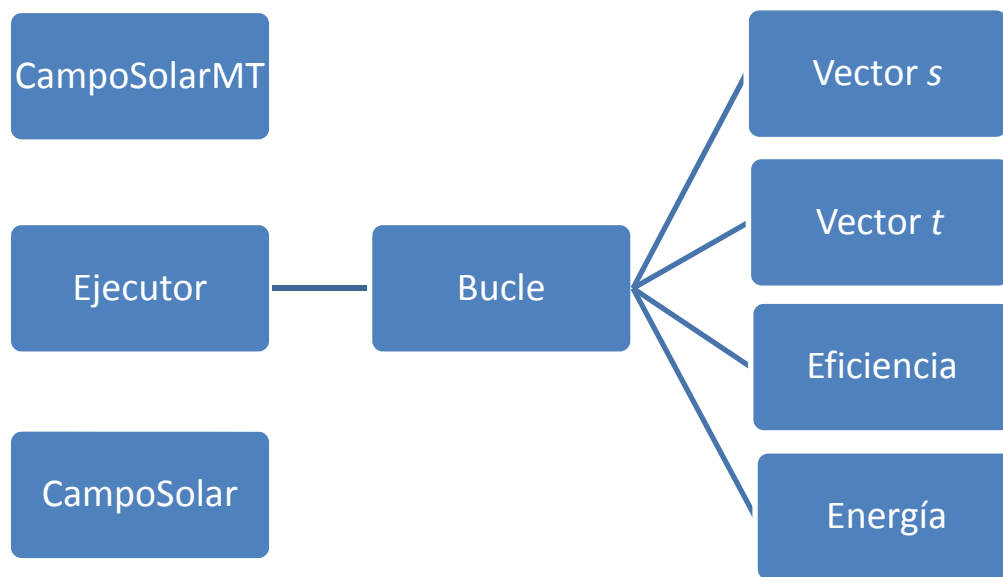


Figura 111. Esquema de funcionamiento de las funciones de MATLAB relacionadas con el campo solar

Los programas *CampoSolar* y *CampoSolarMT* ya han sido mencionados previamente y son los encargados de suministrar a *Ejecutor* los datos necesarios para que pueda correr *Bucle*.

La función de MATLAB *Bucle(cxh,cyh,cxt,cyt)* tiene como objetivo recorrer todas las combinaciones de heliostato-torre para cada heliostato durante las 15 horas de posible radiación solar de 12 días tipo: uno de cada uno de los meses del año. Durante este recorrido la función irá llamando a distintas subfunciones:

- Sol
- Torre
- Ángulo
- Eficiencia

Energía

Éstas contienen el código matemático que posibilita los cálculos de todo lo planteado en el proyecto. Además, la función *Bucle* es la encargada de almacenar los datos que acompañarán a cada heliostato.

Tabla 46. Sumario de funciones, variables de entrada y de salida de los programas relacionados con el diseño y resultados del campo solar.

Función	Variables de Entrada	Variables de Salida		Tiempo de Ejecución	Accesible al usuario
CampoSolar	nh	cxh,cyh,cxt,cyt		< 1 segundo	No
CampoSolarMT	nh,nt	cxh,cyh,cxt,cyt,nh		~1 segundo	No
Ejecutor	nh,nt	cualquiera		Alto ³	Si
Bucle	cxh,cyh,cxt,cyt	ef,p,sx,sy,sz, tx,ty,tz,d		Alto ⁴	No
Variables					
nh	número de heliostatos	cyt	coordenadas y de las torres	sz	coordenada z del vector 's'
nt	número de torres	ef	eficiencias ópticas	tx	coordenada x del vector 't'
cxh	coordenadas x de los heliostatos	p	energía transmitida	ty	coordenada y del vector 't'
cyh	coordenadas y de los heliostatos	sx	coordenada x del vector 's'	tz	coordenada z del vector 't'
cxt	coordenadas x de las torres	sy	coordenada y del vector 's'	d	distancia entre los heliostatos y las torres

³ Tardará tanto como *Bucle*.

⁴ Depende de la cantidad de heliostatos y de torres elegidas para el campo multitorre. Ha de realizar tantas operaciones como 432.000 veces el producto del número de heliostatos y el número de torres.

11.2. CAMPOSOLARMT(NH,NT)

```
function [cxh,cyh,cxt,cyt,nh]=CampoSolarMT(nh,nt)

%La función CampoSolarMT pretende devolver los valores que dependen de
la
%geometría del campo. I.e. distancia del centro de cada colector al
%receptor.

%Definición de variables
%nh es el número de heliostatos
%nt es el número de mini torres
%cyh, cxh son los vectores de coordenadas x e y de cada heliostato
%cyhs, cxhs son los vectores de coordenadas x' e y' de cada heliostato
%cyt, cxt son los vectores de coordenadas x e y de cada torre
%cyt, cxt son los vectores de coordenadas x' e y' de cada torre
%ah es la altura del heliostato
%at es la altura del receptor
%nhs es el número de heliostatos originalmente asignados a cada torre
%L es la longitud del lado de cada sector
cyt=ones(1,nt);cxt=ones(1,nt);

%Definición de parámetros
%DH es el diámetro del los heliostatos, es decir, su diagonal
%(1.667m Danielli et. al). FE es el factor de escala para el espaciado
de
%heliostaos
%el número de heliostatos de multitorre se calcula para que equivalga
en
%superficie de espejo al caso torre unica.
nh = ceil(nh*115.7/2.7789);
DH=2.357; FE=1;
%Descomposición factorial del número de torres
f=factor(nt);fa=ones(1,2);
if(sqrt(nt)-ceil(sqrt(nt)))==0 || (sqrt(nt)-floor(sqrt(nt)))==0
    fa(1) = sqrt(nt);
    fa(2) = fa(1);
else
    [~,n]=size(f);
    if n==1;fa(2)=nt;else
        cont = 1;prod = f(1);
        while (prod*f(cont+1)) < sqrt(nt)
            prod = prod*f(cont+1);
            cont=cont+1;
        end
        fa(1) = prod;
        fa(2) = nt/prod;
    end
end

if nt>1
    %Se anularán los 4 helióstatos más cercanos a la torre
    nh=nh+nt*4;

    %CONFIGURACION DE CADA SECTOR
    nhs=nh/nt;l=ceil(sqrt(nhs));
    %Forzamos que cada uno de los sectores tenga un número par de
    %heliostatos en cada lado
    if rem(l,2)~=0;
```

```

errup=nh-((l+1)^2-4)*nt;errdown=nh-((l-1)^2-4)*nt;
if abs(errup)>abs(errdown);
    l=l-1;
else
    l=l+1;
end
end
%Aquí redefinimos el número de heliostatos final para que se
cumpla
%lo anterior
nh=(l^2-4)*nt*2.7789/115.7;
cyhs=ones(1,(l^2-4));cxhs=ones(1,(l^2-4));
L=DH*FE*l;
%Posicion de la torre en el sector
choice = menu('Posicion torre en sector','Centrada','1/4 N-S');
if choice == 1
    cyts=L/2;
    cxts=cyts;
else
    cyts=L/2;
    cxts=L/4+0.5*DH;
end
%Posicion de los heliostatos en el sector
cont=1;
for i = 1:l
    for j = 1:l
        cyhs(cont)=(j-0.5)*DH;
        cxhs(cont)=(l-i+0.5)*DH;
        %Para eliminar los 4 más cercanos a la torre utilizamos
        %vectores torre-heliostato.
        vt=[cyts cxts];
        vh=[cyhs(cont) cxhs(cont)];
        v=abs(vt-vh);
        if norm(v) < DH
            cont=cont-1;
        end
        cont=cont+1;
    end
end
%Comprobación del sector mediante ploteo
figure; title('Sector');hold on;scatter(cxhs,cyhs,3.334,'s');
scatter(cxts,cyts);xlabel('X Norte');ylabel('Y Este');
quiver(0,0,max(cxhs),0,'r');quiver(0,0,0,max(cyhs),'b');view(-
270,270);
;hold off

%Se establecerá el 0 absoluto en la esquina inferior izquierda del
%campo solar y el 0 de cada sector en la esquina inferior
izquierda de
%cada sector

%CONFIGURACION DEL CAMPO SOLAR COMPLETO

%Sean los vectores de posición tales que la primera coordenada
%corresponde al más más noroeste y avanzan de izquierda a derecha
y de
%arriba a abajo

%Se distribuirán todos los sectores formando una matriz tal que

```

```

a=max(fa);b=min(fa); %a es el número de sectores Este-Oeste y b es
el
%número de sectores Norte-Sur.
%Creación del vector de coordenadas x e y de todos los
heliostatos.

cyh=cyhs;cxh=cxhs+(b-1)*L;cyt=cyts;cxt=cxts+(b-1)*L;

for i=1:(a-1)
    cyh=[cyh (cyhs+L*i)];
    cxh=[cxh (cxhs+(b-1)*L)];
    cyt=[cyt (cyts+L*i)];
    cxt=[cxt (cxts+(b-1)*L)];
end
cyta=cxt;cxha=cyh;cxta=cyt;cyha=cxh;
for i=1:(b-1)
    cyh=[cyh cxha];
    cxh=[cxh (cyha-i*L)];
    cyt=[cyt cxta];
    cxt=[cxt (cyta-i*L)];
end

else
    display('Esta función es para multitorre')
end

%Plotting
figure;title('Campo')
hold on
scatter(cxh,cyh,DH,'s')
scatter(cxt,cyt,DH)
xlabel('X Norte');ylabel('Y Este');
quiver(0,0,max(cxh),0,'r');quiver(0,0,0,max(cyh),'b');
hold off
end

```

11.3. CAMPOSOLAR(NH)

```

function [cxh,cyh,cxt,cyt]=CampoSolar(nh)

%La función CampoSolar pretende devolver los valores que dependen de
la
%geometría del campo. I.e. distancia del centro de cada colector al
%receptor.

%cyh, cxh son los vectores de coordenadas x e y de cada heliostato
%cyhs, cxhs son los vectores de coordenadas x' e y' de cada heliostato

%Los heliostatos estarán separados 1 DH. Cada círculo de ellos,
concéntrico
%con la torre estará separado sqrt(3)*DH

%Calculo del número de círculos según el número de helióstatos dados
por
%CampoSolarMT. Se dejará un espacio 2*DH alrededor de la torre.

```

```
%nc es el número característico del círculo
%nhc es el número de colectores en el círculo nc
%NH es el auxiliar usado para el numero de heliostatos
%nhs es el numero de heliostatos sobrante
%nhr es el número de heliostatos a colocar en el último círculo
nc=0;NH=0;DH=15.7;cyh=0;cxh=0;AT=140;
while NH<nH
    nc=nc+1;
    nhc=(pi*(AT+sqrt(3)*DH*(nc-1)))/DH ;nhc=floor(nhc);
    NH=NH+nhc;
    teta=2*pi/nhc;
    R=0.5*(AT+sqrt(3)*DH*(nc-1));
    %Los círculos impares tendrán el primer heliostato en el norte
    perfecto.
    %Los círculos pares desplazado en sentido horario.
    if rem(nc,2)==0
        for i=1:nhc
            cyh = [cyh R*cos((pi/2-teta/2)-teta*(i-1))];
            cxh = [cxh R*sin((pi/2-teta/2)-teta*(i-1))];
        end
    else
        for i=1:nhc
            cyh = [cyh R*cos(pi/2-teta*(i-1))];
            cxh = [cxh R*sin(pi/2-teta*(i-1))];
        end
    end
end
end
[~,n]=size(cyh);
cyh=cyh(2:n);cxh=cxh(2:n);cxt=0;cyt=0;
%Distribución de los heliostatos sobrantes en el círculo más exterior
%sector norte (como preferente)

if rem(NH,nh)~=0
    nhs=abs(NH-nh);
    nhr=nhc-nhs;
    cyhi=cyh(1:(end-nhc+ceil(nhr/2)));
    cyhf=cyh((end-floor(nhr/2)):end);
    cyh=[cyhi cyhf];
    cxhi=cxh(1:(end-nhc+ceil(nhr/2)));
    cxhf=cxh((end-floor(nhr/2)):end);
    cxh=[cxhi cxhf];
end

figure;title('Torre única');hold on;grid on;xlabel('X
Norte');ylabel('Y Este')
scatter(cxh,cyh,DH,'s'); scatter(cxt,cyt,DH);
quiver(0,0,0,max(cyh),'b');
quiver(0,0,max(cxh),0,'r');view(-270,270);hold off;

end
```

11.4. BUCLE(CXH,CYH,CXT,CYT)

```
function [ef,p,sx,sy,sz,tx,ty,tz,d,T] = Bucle(cxh,cyh,cxt,cyt)
[~,nt]=size(cxt);[~,nh]=size(cxh);
%Volcado de datos del TMY
archivo = 'C:\Users\Ignaico\Documents\PFC\TMYTabernas.xlsx';hoja = 2;
rango = 'A2:L27';
```

```

DNIRaw=xlsread(archivo,hoja,rango);ef=ones(nh,180);p=ones(nh,180);
T=ones(nh,180);d=ones(nh,180);
for q=1:12;for r=1:15;for i=1:nh;aux=0;for j=1:nt;
    [s]=Sol(q,r,DNIRaw);
    [t,D]=Torre(cxh,cyh,cxt,cyt,i,j);
    [w]=Angulo(s,t);
    [EF]=Eficiencia(w,D);
    [P]=Energia(EF,DNIRaw,q,r,cxt);
    %Discriminacion
    if EF>=aux
        ef(i,(q-1)*15+r)=EF;
        p(i,(q-1)*15+r)=P;
        T(i,(q-1)*15+r)=j;
        sx(i,(q-1)*15+r)=s(1);
        sy(i,(q-1)*15+r)=s(2);sz(i,(q-1)*15+r)=s(3);
        tx(i,(q-1)*15+r)=t(1);ty(i,(q-1)*15+r)=t(2);
        tz(i,(q-1)*15+r)=t(3);
        aux=EF;
        d(i,(q-1)*15+r)=D;
    end
end;end;end;end
end
function [s] = Sol(q,r,DNIRaw)
    hora=r+4;
    if DNIRaw(1,q)>=89&&DNIRaw(1,q)<=299;d=1;else d=0; end
    longitud=37.093;longitud=-2.301;
    x = (DNIRaw(1,q)-1)*360/365.242;
    eot = 0.258*cosd(x)-7.416*sind(x)-3.648*cosd(2*x)-9.228*sind(2*x);
    longitud=(longitud+15)/15;
    %horas=hora+eot/60-longitud-d;
    horas=hora;w = (horas-12)*15;
    decl=asind(0.39795*cosd(0.98563*(DNIRaw(1,q)-173)));

    alt=asind(sind(decl)*sind(longitud)+cosd(decl)*cosd(w)*cosd(longitud));
    acim=asind((-1)*cosd(decl)*sind(w)/cosd(alt));
    if cosd(w)>=(tand(decl)/tand(longitud)); acim=180-acim;
    else acim=360+acim; end
    sx = cosd(alt)*cosd(acim);
    sy = cosd(alt)*sind(acim);
    sz = sind(alt);
    s=[sx sy sz];
end
function [t,D] = Torre(cxh,cyh,cxt,cyt,i,j)
    [~,nt]=size(cxt);AMT=16.7;ATU=140;
    D=sqrt((cxh(i)-cxt(j))^2+(cyh(i)-cyt(j))^2);
    if nt>1;A=AMT;else A=ATU;end
    D=sqrt(D^2+A^2);
    tx = -cxh(i)+cxt(j);
    ty = cyt(j)-cyh(i);
    tz = A;t=[tx ty tz];
end
function [w] = Angulo(s,t)
    w = 0.5*acos(dot(s,t)/(norm(s)*norm(t)));
end
function [EF] = Eficiencia(w,D)
    refl = 0.836;sb = 0.9*0.95;
    at = 0.99321-0.000176*D+1.97E-8*D^2;
    EF = refl*cos(w)*at*sb;
end
function [P] = Energia(EF,DNIRaw,q,r,cxt)
    [~,nt]=size(cxt);SMT=2.7789;STU=115.7;
    if nt>1;S=SMT;else S=STU;end
    P = EF*DNIRaw((r+6),q)*S;

```


end

11.5. EJECUTOR(NH,NT)

```
function [EFMT,EFTU,PMT,PTU,DMT,DTU,T]=Ejecutor(nh,nt)
%Cálculo de MultiTorre
[cxh,cyh,cxt,cyt,nh] = CampoSolarMT(nh,nt);
[ef,p,sx,sy,sz,tx,ty,tz,d,T] = Bucle(cxh,cyh,cxt,cyt);
EFMT=ef;PMT=p;DMT=d;
%PLOTEO MULTITORRE
figure;hold on;
scatter(cxh,cyh,5,ef(:,38),'filled');title('Eficiencias')
xlabel('X hacia Norte');ylabel('Y hacia Este');[~,n]=size(cxh);
%quiver3(cxh,cyh,zeros(1,n),sx(:,42)',sy(:,42)',sz(:,42)');
%quiver3(cxh,cyh,zeros(1,n),tx(:,42)',ty(:,42)',tz(:,42)');
view(-270,270);hold off;
figure;hold on; scatter(cxh,cyh,5,p(:,38),'filled');title('Energia')
xlabel('X hacia Norte');ylabel('Y hacia Este');view(-270,270);hold
off;
figure;hold on; scatter(cxh,cyh,5,T(:,40),'filled');title('Número de
Torre')
xlabel('X hacia Norte');ylabel('Y hacia Este');view(-270,270);hold
off;
figure;hold on; scatter(cxh,cyh,5,d(:,38),'filled');title('Distancia')
xlabel('X hacia Norte');ylabel('Y hacia Este');view(-270,270);hold
off;

%Cálculo de Torre Única
[cxh,cyh,cxt,cyt] = CampoSolar(nh);
[ef,p,sx,sy,sz,tx,ty,tz,d] = Bucle(cxh,cyh,cxt,cyt);
EFTU=ef;PTU=p;DTU=d;
%PLOTEO TORRE UNICA
figure;hold on;
scatter(cxh,cyh,5,ef(:,38),'filled');title('Eficiencias')
xlabel('X hacia Norte');ylabel('Y hacia Este');
[~,n]=size(cxh);quiver3(cxh,cyh,zeros(1,n),sx(:,38)',sy(:,38)',sz(:,38)
)');
%quiver3(cxh,cyh,zeros(1,n),tx(:,38)',ty(:,38)',tz(:,38)');
view(-270,270);hold off;
figure;hold on; scatter(cxh,cyh,5,p(:,38),'filled');title('Energia')
xlabel('X hacia Norte');ylabel('Y hacia Este');view(-270,270);hold
off;
end
```

11.6. RESULTADOSCS(EFMT,EFTU,PMT,PTU,DMT,DTU,T)

```
function [PDTU,PDMT] = ResultadosCS(EFMT,EFTU,PMT,PTU,DMT,DTU,T)
[nhMT,~]=size(EFMT);[nhTU,~]=size(EFTU);nt=max(max(T));
NHT=zeros(nt,12);ENT=zeros(nt,12);EFT=zeros(nt,12);DT=zeros(nt,12);C=1;
;
NH=zeros(1,12);EN=zeros(1,12);EF=zeros(1,12);D=zeros(1,12);PDTU=0;
```

```

PDMT=zeros(nt,1);
for j=1:180
    for i=1:nhMT
        for q=1:nt
            if T(i,j)==q
                NHT(q,C)=NHT(q,C)+1;
                ENT(q,C)=ENT(q,C)+PMT(i,j);
                %Punto de diseño: 12:00 p.m. de Marzo
                if j==38
                    PDMT(q)=PDMT(q)+PMT(i,j);
                end
                EFT(q,C)=EFT(q,C)+EFMT(i,j);
                DT(q,C)=DT(q,C)+DMT(i,j);
            end
        end
    end

    for i=1:nhTU
        NH(C)=NH(C)+1;
        EN(C)=EN(C)+PTU(i,j);
        if j==38
            PDTU=PDTU+PTU(i,j);
        end
        EF(C)=EF(C)+EFTU(i,j);
        D(C)=D(C)+DTU(i,j);
    end

    if rem(j,15)==0
        C=C+1;
    end
end
%Escritura(NHT,ENT*30.4,EFT,DT);Escritura(NH,EN*30.4,EF,D);
end

function Escritura(NHT,ENT,EFT,DT)

filename=('C:\Users\Ignaico\Documents\PFC\ResultadosCS\PlantillaResultados.xlsx');
[g,~]=size(NHT);if g==1; range=('B4');else range=('B7');end
sheet=('Eficiencias');xlswrite(filename,EFT./NHT,sheet,range);
sheet=('Energía');xlswrite(filename,ENT,sheet,range);
sheet=('Distancia');xlswrite(filename,DT./NHT,sheet,range);
sheet=('Heliostatos Hora');xlswrite(filename,NHT,sheet,range);
end

```

11.7. TEMPERTATURASTU(PDTU)

```
function [TTU,mTU]=TemperaturasTU(PDTU)
% Existe radiación?
if sum(sum(PDTU))==0;
    TTU=zeros(3,8);mTU=0;return
end
%Iteración para el diseño del receptor y del flujo de sales fundidas
ARTU=10.6;DRTU=8.1;
det=0.035;espesort=0.00125;st=0.005;err=1E-3;sigma=5.67E-8;ok=false;
kt=25;es=0.8;et=0.9;NTTU=640;NPTU=16;Ts=293.15;
desenfocar=0;primera=1;
AR=ARTU;DR=DRTU;NT=NTTU;NP=NPTU;PD=PDTU;
Trise=(560-290)/(NP/2);
while ok==false
    As=(det+st)*AR;At=pi*det*AR;Q = PD/(DR*pi*AR);Tt=283.15;Tin=563.15;
    [T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es,
    ...
        et,Ts,NT,Trise,As,At,Q,Tin,Tt);TTU=T;mTU=m;
    if T(2,NP/2)<833
        %Si la sal sale por debajo de 559.85 aumento el primer salto para
        %disminuir el flujo másico
        Trise=1.001*Trise;
    elseif T(2,NP/2)>833.30
        %Si la sal sale por encima de 560.15 disminuyo el primer salto
        para
            %aumentar el flujo másico
            Trise=0.999*Trise;
    else
        ok=true;
    end
end
%Escritura(T,m);
end

function
[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
    ,et,Ts,NT,Trise,As,At,Q,Tin,Tt)
%Factores de forma entre superficies -----
P=det+st; x=1+(P-det)/det; Ftt=2/pi*(sqrt(x^2-1)+pi/2-acos(1/x)-x);
Fts=(1-Ftt)/2;Ftr=Fts; Fst=Fts*(pi*det/P); Fsr=1-Fst;
%-----
%Guardado de Tin
Tinaux=Tin;Ttaux=Tt;T=zeros(3,8);
while desenfocar==1||primera==1
    primera=0;desenfocar=0;Tin=Tinaux;Tt=Ttaux;
%Método iterativo para torre única o torre cabeza de serie.
    for panel=1:(NP/2)
        Tta=0;
        while abs(Tta-Tt)/Tta>=err
            Tout=Tin+Trise;
            %Emisividades
            Ebs=sigma*Ts^4;
            Ebt=sigma*Tt^4;
            %Potencia incidente
            Hor=0.9*Fsr*As*Q;
            Hot=0.9*Fst*As*Q;
            %Sistema de ecuaciones
```

```

A = [-1/(As^2)*(1/(Fst*Fsr)+(1-es)/(es*Fsr)+(1-
es)/(es*Fst))...
      (1-es)/(es*Fsr*As^2) (1-es)/(es*Fst*As^2);...
      (1-et)/(et*Ftr*At^2) -(1/(As*At*Fst*Ftr)+(1-
et)/(et*Ftr*At^2))...
      +(1-et)/(et*At*As*Fst)) (1-et)/(At*As*et*Fst);...
      1/(At*Ftr) 1/(As*Fsr) -(1/(At*Ftr)+1/(As*Fsr))];
b = [-Ebs/(Fst*Fsr*As^2);...
      -Ebt/(As*At*Fst*Ftr)-Hot*(1-
et)/(et*At*At*As*Ftr*Fst);...
      -Hor/(As*At*Fsr*Ftr)];
z = A\b;Jt = z(2);qt = (Ebt-Jt)*(et*At)/(1-et);
%Transferencia de calor por convección tubo->aire
[ha]=ConvTubosAire(Ts,Tt,det);qconv=ha*At*(Tt-Ts);
%Propiedades de las sales para su Temp. media en el panel
Tsales=Tin+0.5*Trise-273.15;
%Propiedades de las sales dentro de los rangos.
if Tsales>=600
    [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(600);
elseif Tsales<=300
    [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(300);
else
    [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(Tsales);
end
if panel==1
    %Flujo másico a para el primer panel
    mt = (qconv+qt)/(Cp*(Tin-Tout));
else
    %Salto térmico para paneles subsecuentes
    Trise = -(qconv+qt)/(mt*Cp);
    Tout = Tin+Trise;
end
%Transferencia de calor por convección forzada tubo->sales
[h]=Petukov(Cp,mu,ks,mt,det,espesort);
dit=det-2*espesort;
u=det/(h*dit)+log(det/dit)*det/(2*pi*kt);
U=1/u;
NTU=U*At/(mt*Cp);
Tta=Tt;
Tt=(Tin-Tout*exp(NTU))/(1-exp(NTU));
T(1,panel)=Tin;T(2,panel)=Tout;T(3,panel)=Tt;
m=2*mt*NT/NP;
end
if Tt>=923.15;Q=0.9*Q;desenfocar=1;break;end
Tin=Tout;
end

end
end
function [ha]=ConvTubosAire(Ts,Tt,det)
%Iniciación
g=9.81;beta = 3.332E-3;eta = 2.076E-5;k = 0.03003;
Gr = g*beta*abs(Tt-Ts)*det^3/(eta^2);
Pr = 0.697;
Ra = Gr*Pr;
Nu = (0.825+(0.387*Ra^(1/6))/((1+((0.492/Pr)^(9/16)))^(8/27)))^2;
ha = Nu*k/(det);
end
function [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(Tsales)
%Ecuaciones de las propiedades de las sales f(Tsales) en °C
%rho=2090-0.636*Tsales; %kg/m3
Cp=1443+0.172*Tsales; %J/kgK

```

```
mu=0.001*(22.714-0.12*Tsales+2.281E-4*Tsales^2-1.474E-7*Tsales^3);
%kg/ms
ks=0.443+1.9E-4*Tsales; %W/mK
end
function [h]=Petukov(Cp,mu,ks,mt,det,espesort)
%Reynolds,Prandtl, Nusselt, coeficiente de transferencia de calor por
%convección
Re=4*mt/(mu*(det-2*espesort)*pi);Pr=mu*Cp/ks;
f=1/(4*(1.82*log(Re)-1.64)^2);
K1=1+13.6*f;K2=11.7+1.8*Pr^(-1/3);
Nu=(0.5*Re*f*Pr)/(K1+K2*(0.5*f)^(0.5)*(Pr^(2/3)-1));
h=Nu*ks/(det-2*espesort);
end
function Escritura(T,m)
filename=('C:\Users\Ignaico\Documents\PFC\ResultadosCS\PlantillaResultados.xlsx');
range=('B4');
sheet=('Receptor');xlswrite(filename,T,sheet,range);range=('B7');
sheet=('Receptor');xlswrite(filename,m,sheet,range);
end
```

11.8. TEMPERATURASMT(PDMT)

```
function [TMT,mMT]=TemperaturasMT(PDMT)
% Existe radiación?
if sum(sum(PDMT))==0;TMT=zeros(24,4);mMT=zeros(24,1);return;end
%Iteración para el diseño del receptor y del flujo de sales fundidas
ARTU=10.6;DRTU=8.1;R=0.119;
det=0.035;espesort=0.00125;st=0.005;err=1E-3;sigma=5.67E-8;
kt=25;es=0.8;et=0.9;NTTU=640;Ts=274.15; desenfocar=0;primera=1;
%Relación entre las distancias medias de campo-receptor para el
%dimensionado del receptor de multitorre
det=det*R;espesort=espesort*R;st=st*R;NTMT=NTTU;
[NTMT,NPMT,DRMT]=TubosMT(NTMT,det,st);ARMT=ARTU*R;
AR=ARMT;DR=DRMT;NT=NTMT;NP=NPMT;PD=PDMT;
[nt,~]=size(PD);Tt=283.15;
As=(det+st)*AR;At=pi*det*AR;Tprint=zeros(nt,4);
%Cálculo del flujo másico determinado por la torre cabeza de columna
for j=1:24
    ok=false;Trise=67.5*2/NP;
    Q = PD(j)/(DR*pi*AR);
    %Saltos térmicos entre depósitos intermedios
    if j<=6;Tin=563.15;elseif j<=12;Tin=630.65;elseif
j<=18;Tin=698.15;else Tin=765.65;end
    while ok==false;

[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
,et,Ts,NT,Trise,As,At,Q,Tin,Tt);
if m==0; ok=true;else
    if T(2,NP/2)<(Tin+67.25)
        %Si la sal sale por debajo de 560 aumento el primer salto
para
        %disminuir el flujo másico
        Trise=1.001*Trise;
    elseif T(2,NP/2)>(Tin+67.75)
        %Si la sal sale por encima de 570 disminuyo el primer
salto para
        %aumentar el flujo másico
```

```

        Trise=0.999*Trise;
    else
        ok=true;
        Tprint(j,1:3)=[T(1,1) T(2,NP/2) T(3,NP/2)];Tprint(j,4)=m;
    end
end
end
end
Escritura(Tprint);
TMT=Tprint;mMT=Tprint(:,4);
end

function
[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
    ,et,Ts,NT,Trise,As,At,Q,Tin,Tt)
%Factores de forma entre superficies -----
P=det+st; x=1+(P-det)/det; Ftt=2/pi*(sqrt(x^2-1)+pi/2-acos(1/x)-x);
Fts=(1-Ftt)/2;Ftr=Fts; Fst=Fts*(pi*det/P);Fsr=1-Fst;
%-----
%Guardado de Tin
Tinaux=Tin;Ttaux=Tt;T=zeros(4,NP/2);
while desenfocar==1||primera==1
    primera=0;desenfocar=0;Tin=Tinaux;Tt=Ttaux;
%Método iterativo para torre independiente.
    for panel=1:(NP/2)
        Tta=0;c=0;
        while abs(Tta-Tt)/Tta>=err
            c=c+1;if c==20000;m=0;T=zeros(3,panel);return;end
            Tout=Tin+Trise;
            %Emisividades
            Ebs=sigma*Ts^4;
            Ebt=sigma*Tt^4;
            %Potencia incidente
            Hor=0.9*Fsr*As*Q;
            Hot=0.9*Fst*As*Q;
            %Sistema de ecuaciones
            A = [-1/(As^2)*(1/(Fst*Fsr)+(1-es)/(es*Fsr)+(1-
es)/(es*Fst))...
                (1-es)/(es*Fsr*As^2) (1-es)/(es*Fst*As^2);...
                (1-et)/(et*Ftr*At^2) -(1/(As*At*Fst*Ftr)+(1-
et)/(et*Ftr*At^2)...
                +(1-et)/(et*At*As*Fst)) (1-et)/(At*As*et*Fst);...
                1/(At*Ftr) 1/(As*Fsr) -(1/(At*Ftr)+1/(As*Fsr))];
            b = [-Ebs/(Fst*Fsr*As^2);...
                -Ebt/(As*At*Fst*Ftr)-Hot*(1-
et)/(et*At*At*As*Ftr*Fst);...
                -Hor/(As*At*Fsr*Ftr)];
            z = A\b;Jt = z(2);qt = (Ebt-Jt)*(et*At)/(1-et);
            %Transferencia de calor por convección tubo->aire
            [ha]=ConvTubosAire(Ts,Tt,det);qconv=ha*At*(Tt-Ts);
            %Propiedades de las sales para su Temp. media en el panel
            Tsales=Tin+0.5*Trise-273.15;
            %Propiedades de las sales dentro de los rangos.
            if Tsales>=600
                [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(600);
            elseif Tsales<=300
                [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(300);
            else
                [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(Tsales);
            end
            if panel==1
                %Flujo másico a para el primer panel

```

```

        mt = (qconv+qt)/(Cp*(Tin-Tout));
    else
        %Salto térmico para paneles subsecuentes
        Trise = -(qconv+qt)/(mt*Cp);
        Tout = Tin+Trise;
    end
    %Transferencia de calor por convección forzada tubo->sales
    [h]=Petukov(Cp,mu,ks,mt,det,espesort);
    dit=det-2*espesort;
    u=det/(h*dit)+log(det/dit)*det/(2*pi*kt);
    U=1/u;
    NTU=U*At/(mt*Cp);
    Tta=Tt;
    Tt=(Tin-Tout*exp(NTU))/(1-exp(NTU));
    T(1,panel)=Tin;T(2,panel)=Tout;T(3,panel)=Tt;
    m=2*mt*NT/NP;
end
if Tt>=923.15;Q=0.9*Q;desenfocar=1;break;end
Tin=Tout;
end

end

end

function [NTMT,NPMT,DRMT]=TubosMT(NTMT,det,st)
%Calculo del número de tubos por panel y de paneles del receptor de
%multitorre en función del tamaño de la torre.
NTMT=8*floor(NTMT/8);NPMT=8;DRMT=(det+st)*NTMT/pi;
end
function [ha]=ConvTubosAire(Ts,Tt,det)
%Iniciación
g=9.81;beta = 3.332E-3;eta = 2.076E-5;k = 0.03003;
Gr = g*beta*abs(Tt-Ts)*det^3/(eta^2);
Pr = 0.697;
Ra = Gr*Pr;
Nu = (0.825+(0.387*Ra^(1/6))/((1+((0.492/Pr)^(9/16)))^(8/27)))^2;
ha = Nu*k/(det);
end
function [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(Tsales)
%Ecuaciones de las propiedades de las sales f(Tsales) en °C
rho=2090-0.636*Tsales; %kg/m3
Cp=1443+0.172*Tsales; %J/kgK
mu=0.001*(22.714-0.12*Tsales+2.281E-4*Tsales^2-1.474E-7*Tsales^3);
%kg/ms
ks=0.443+1.9E-4*Tsales; %W/mK
end
function [h]=Petukov(Cp,mu,ks,mt,det,espesort)
%Reynolds,Prandtl, Nusselt, coeficiente de transferencia de calor por
%convección
Re=4*mt/(mu*(det-2*espesort)*pi);Pr=mu*Cp/ks;
f=1/(4*(1.82*log(Re)-1.64)^2);
K1=1+13.6*f;K2=11.7+1.8*Pr^(-1/3);
Nu=(0.5*Re*f*Pr)/(K1+K2*(0.5*f)^(0.5)*(Pr^(2/3)-1));
h=Nu*ks/(det-2*espesort);
end
function Escritura(T)
filename=('C:\Users\Ignaico\Documents\PFC\ResultadosCS\PlantillaResultados.xlsx');
range=('B10');
sheet=('Receptor');xlswrite(filename,T,sheet,range);

```

end

11.9. TEMPERATURASMTNS(PDMT)

```
function [TMT,mMT]=TemperaturasMTNS(PDMT)
% Existe radiación?
if sum(sum(PDMT))==0;TMT=zeros(24,4);mMT=zeros(24,1);return;end
%Iteración para el diseño del receptor y del flujo de sales fundidas
ARTU=10.6;DRTU=8.1;ok=false;errores=zeros(24,1);R=0.119;
det=0.035;espesort=0.00125;st=0.005;err=1E-3;sigma=5.67E-8;
kt=25;es=0.8;et=0.9;NTTU=640;Ts=274.15;
desenfocar=0;primera=1;%start=1;
%Relación entre las distancias medias de campo-receptor para el
%dimensionado del receptor de multitorre
det=det*R;espesort=espesort*R;st=st*R;NTMT=NTTU;
[NTMT,NPMT,DRMT]=TubosMT(NTMT,det,st);ARMT=ARTU*R;
AR=ARMT;DR=DRMT;NT=NTMT;NP=NPMT;PD=PDMT;
[nt,~]=size(PD);Tt=283.15;
As=(det+st)*AR;At=pi*det*AR;Tprint=zeros(nt,4);mcabezaserie=100*ones(1,6);
while ok==false
%Cálculo del flujo másico determinado por la torre cabeza de columna
for j=1:6
    Q = PD(j)/(DR*pi*AR);
    Tin=563.15;
    if errores(j)~=1 %Controla el caso de insuficiente radiación

[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
,et,Ts,NT,As,At,Q,Tin,Tt,mcabezaserie(j));
        end
        if
(m==0) || errores(j)==1;T=zeros(3,NP/2);errores(j)=1;m=0;display(j);end
%Error catch: la torre no arranca
        mcabezaserie(j)=m;
        %Guardado de datos

Tprint(j,1)=T(1,1);Tprint(j,2)=T(2,NP/2);Tprint(j,3)=T(3,NP/2);Tprint(
j,4)=m;
    end
%Cálculo del flujo másico de las torres subsecuentes
for j=7:12
    Q = PD(j)/(DR*pi*AR);
    if errores(j-6)==true;m=0;T=zeros(3,NP/2);%La columna se anuló
    else

[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
,et,Ts,NT,As,At,Q,Tprint((j-6),2),Tt,mcabezaserie(j-6));
        if m==0;T=zeros(3,NP/2);errores(j)=2;end %Error catch:
demasiada potencia
        end
        %Guardado de datos

Tprint(j,1)=T(1,1);Tprint(j,2)=T(2,NP/2);Tprint(j,3)=T(3,NP/2);Tprint(
j,4)=m;
    end
for j=13:18
```




```
Q = PD(j)/(DR*pi*AR);
if errores(j-12)==true;m=0;T=zeros(3,NP/2);%La columna se anuló
else

[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
,et,Ts,NT,As,At,Q,Tprint((j-6),2),Tt,mcabezaserie(j-12));
if m==0;T=zeros(3,NP/2);errores(j)=2;end %Error catch:
demasiada potencia
end
%Guardado de datos

Tprint(j,1)=T(1,1);Tprint(j,2)=T(2,NP/2);Tprint(j,3)=T(3,NP/2);Tprint(
j,4)=m;
end
for j=19:24
Q = PD(j)/(DR*pi*AR);
if errores(j-18)==true;m=0;T=zeros(3,NP/2);%La columna se anuló
else

[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
,et,Ts,NT,As,At,Q,Tprint((j-6),2),Tt,mcabezaserie(j-18));
if m==0;T=zeros(3,NP/2);errores(j)=2;end %Error catch:
demasiada potencia
end
%Guardado de datos

Tprint(j,1)=T(1,1);Tprint(j,2)=T(2,NP/2);Tprint(j,3)=T(3,NP/2);Tprint(
j,4)=m;
end
%Comprobación de los errores de las torres
superior=0;inferior=0;errores=zeros(24,1);
%Temperatura equivalente de los 6 flujos
Teq=(mcabezaserie(1)*Tprint(19,2)+mcabezaserie(2)*Tprint(20,2)+...
mcabezaserie(3)*Tprint(21,2)+mcabezaserie(4)*Tprint(22,2)...
+mcabezaserie(5)*Tprint(23,2)+mcabezaserie(6)*Tprint(24,2))...
/sum(mcabezaserie(1:6));

for v=19:24
if
(Teq<833.15)&&(max(Tprint(v,2))<843.15)&&(max(Tprint(v,3))<923.15)
%Si la mezcla de los flujos no alcanza 560 Y la temperatura de
%salida de la columna v es menor de 570 (es decir, la sal no
se
%deteriora) Y la temperatura de los tubos no es superior a 650
%ENTONCES disminuyo el flujo másico de la COLUMNA para
aumentar la
%temperatura final de la misma.
mcabezaserie(v-18)=0.99*mcabezaserie(v-18);
elseif max(Teq<673.15)&&max(Tprint(v,3))>923.15
display('La temperatura equivalente de las sales no alcanza
400°C');
%En este caso habría que desactivar la columna
permanentemente.
errores((v-18),1)=1;
else
%Si la columna cumple el límite inferior:
inferior=inferior+1;
end
end
```

```

if
(max(Tprint(v,2))>843.15||max(Tprint(v,3))>923.15)&&(Teq>833.15)
    %Si la temperatura de salida de la COLUMNA es mayor que 570 o
    la
        %temperatura de los tubos es mayor que 650 Y además la
        temperatura
        %de la mezcla final de flujo de sales es mayor que 560
    entonces
        %aumento el gasto másico para disminuir la temperatura final.
        mcabezaserie(v-18)=1.01*mcabezaserie(v-18);
    else
        %Si la columna cumple el límite superior
        superior=superior+1;
    end
end
if superior==6&&inferior==6;
    %Si todas las columnas cumplen el límite superior e inferior
    salimos
    %del bucle.
    ok=true;
end
end
Escritura(Tprint);
TMT=Tprint;mMT=Tprint(:,4);
end
function
[T,m]=Termica(desenfocar,primera,NP,det,espesort,st,err,sigma,kt,es
...
    ,et,Ts,NT,As,At,Q,Tin,Tt,mcabezaserie)
%Factores de forma entre superficies -----
P=det+st; x=1+(P-det)/det; Ftt=2/pi*(sqrt(x^2-1)+pi/2-acos(1/x)-x);
Fts=(1-Ftt)/2;Ftr=Fts; Fst=Fts*(pi*det/P);Fsr=1-Fst;
%-----
%Guardado de Tin
Tinaux=Tin;Ttaux=Tt;T=zeros(4,NP/2);
while desenfocar==1||primera==1
    primera=0;desenfocar=0;Tin=Tinaux;Tt=Ttaux;
%Método iterativo para torres subsecuentes
Trise=30;
    for panel=1:(NP/2)
        Tta=0;d=1;
        while abs(Tta-Tt)/Tta>=err
            d=d+1;if d>5000;m=0;return;end
            %Emisividades
            Ebs=sigma*Ts^4;
            Ebt=sigma*Tt^4;
            %Potencia incidente
            Hor=0.9*Fsr*As*Q;
            Hot=0.9*Fst*As*Q;
            %Sistema de ecuaciones
            A = [-1/(As^2)*(1/(Fst*Fsr)+(1-es)/(es*Fsr)+(1-
es)/(es*Fst))...
                (1-es)/(es*Fsr*As^2) (1-es)/(es*Fst*As^2);...
                (1-et)/(et*Ftr*At^2) -(1/(As*At*Fst*Ftr)+(1-
et)/(et*Ftr*At^2)...
                +(1-et)/(et*At*As*Fst)) (1-et)/(At*As*et*Fst);...
                1/(At*Ftr) 1/(As*Fsr) -(1/(At*Ftr)+1/(As*Fsr))];
            b = [-Ebs/(Fst*Fsr*As^2);...
                -Ebt/(As*At*Fst*Ftr)-Hot*(1-
et)/(et*At*As*Ftr*Fst);...
                -Hor/(As*At*Fsr*Ftr)];
            z = A\b;Jt = z(2);qt = (Ebt-Jt)*(et*At)/(1-et);
            %Transferencia de calor por convección tubo->aire

```

```

[ha]=ConvTubosAire(Ts,Tt,det);qconv=ha*At*(Tt-Ts);
%Propiedades de las sales para su Temp. media en el panel
Tsales=Tin+0.5*Trise-273.15;
if Tsales>=600
    [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(600);
elseif Tsales<=300
    [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(300);
else
    [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(Tsales);
end
%Incremento de T en el panel para mcabezaserie
mt = mcabezaserie*NP/(2*NT);
Trise = -(qconv+qt)/(mt*Cp);
Tout = Tin+Trise;
%Transferencia de calor por convección forzada tubo->sales
[h]=Petukov(Cp,mu,ks,mt,det,espesort);
dit=det-2*espesort;
u=det/(h*dit)+log(det/dit)*det/(2*pi*kt);
U=1/u;
NTU=U*At/(mt*Cp);
Tta=Tt;
Tt=(Tin-Tout*exp(NTU))/(1-exp(NTU));
T(1,panel)=Tin;T(2,panel)=Tout;T(3,panel)=Tt;
m=2*mt*NT/NP;
end
Tin=Tout;
end
end
function [NTMT,NPMT,DRMT]=TubosMT(NTMT,det,st)
%Calculo del número de tubos por panel y de paneles del receptor de
%multitorre en función del tamaño de la torre.
NTMT=8*floor(NTMT/8);NPMT=8;DRMT=(det+st)*NTMT/pi;
end
function [ha]=ConvTubosAire(Ts,Tt,det)
%Iniciación
g=9.81;beta = 3.332E-3;eta = 2.076E-5;k = 0.03003;
Gr = g*beta*abs(Tt-Ts)*det^3/(eta^2);
Pr = 0.697;
Ra = Gr*Pr;
Nu = (0.825+(0.387*Ra^(1/6))/((1+((0.492/Pr)^(9/16)))^(8/27)))^2;
ha = Nu*k/(det);
end
function [Cp,mu,ks]=PropiedadesSales(Tsales)
%Ecuaciones de las propiedades de las sales f(Tsales) en °C
%rho=2090-0.636*Tsales; %kg/m3
Cp=1443+0.172*Tsales; %J/kgK
mu=0.001*(22.714-0.12*Tsales+2.281E-4*Tsales^2-1.474E-7*Tsales^3);
%kg/ms
ks=0.443+1.9E-4*Tsales; %W/mK
end
function [h]=Petukov(Cp,mu,ks,mt,det,espesort)
%Reynolds,Prandtl, Nusselt, coeficiente de transferencia de calor por
%convección
Re=4*mt/(mu*(det-2*espesort)*pi);Pr=mu*Cp/ks;
f=1/(4*(1.82*log(Re)-1.64)^2);
K1=1+13.6*f;K2=11.7+1.8*Pr^(-1/3);
Nu=(0.5*Re*f*Pr)/(K1+K2*(0.5*f)^(0.5)*(Pr^(2/3)-1));
h=Nu*ks/(det-2*espesort);
end
function Escritura(T)
filename=('C:\Users\Ignaico\Documents\PFC\ResultadosCS\PlantillaResultados.xlsx');

```

```
range=( 'B10' );  
sheet=( 'Receptor' );xlswrite(filename,T,sheet,range);  
  
end
```

11.10. PRODUCCION1(PMT,PTU,DTU,DMT,T)

```
function [mTUa,mMTa]=Produccion1(PMT,PTU,DTU,DMT,T)
%Cálculo de la producción energética mensual (día tipo) de la planta
de
%potencia para ambas configuraciones. Resultados en kWh.
%Iniciacilización de variables
ETUgas=zeros(1,12);EMTacum=zeros(1,12);EMTgas=zeros(1,12);
ETU=zeros(1,12);EMT=zeros(1,12);mTUUpd=103.5769;mMTpd=135.67;
hacumMT=zeros(1,12);minacumMT=zeros(1,12);mMTacum=zeros(15,12);
eMTacum=zeros(15,12);mMTi=zeros(15,12);eMTi=zeros(15,12);eMTgas=zeros(
24,12);
hacumTU=zeros(1,12);minacumTU=zeros(1,12);mTUacum=zeros(15,12);
eTUacum=zeros(15,12);mTUi=zeros(15,12);eTUi=zeros(15,12);eTUgas=zeros(
24,12);
eTUacumAUX=zeros(15,12);eMTacumAUX=zeros(15,12);
K1=124.49; %Constante resultante de la resolución del ciclo Rankine.

[mTUa,mMTa]=FlujoHorario(PMT,PTU,DTU,DMT,T);C=1;ETUacum=zeros(1,12);
%Quitado de rotos
mMTa(4,1)=mMTa(3,2);mMTa(12,1)=mMTa(4,1);mMTa(4,10)=mMTa(4,3);
mMTa(4,11)=mMTa(4,2);mMTa(4,12)=mMTa(4,1);
mMTa(12,10:12)=mMTa(4,10:12);
%Reparto entre acumulación e instantáneo (Límites horarios)
for j=1:180
    hora=j-15*(C-1);mes=C;if rem(j,15)==0;C=C+1;end;
    if mTUa(hora,mes)>mTUUpd
        mTUacum(hora,mes)=mTUa(hora,mes)-mTUUpd;

eTUacum(hora,mes)=K1*mTUacum(hora,mes);eTUacumAUX(hora,mes)=eTUacum(ho
ra,mes);
        mTUi(hora,mes)=mTUa(hora,mes)-mTUacum(hora,mes);
        eTUi(hora,mes)=K1*mTUi(hora,mes);
    else
        mTUi(hora,mes)=mTUa(hora,mes);
        eTUi(hora,mes)=K1*mTUi(hora,mes);
    end
    if mMTa(hora,mes)>mMTpd
        mMTacum(hora,mes)=mMTa(hora,mes)-mMTpd;

eMTacum(hora,mes)=K1*mMTacum(hora,mes);eMTacumAUX(hora,mes)=eMTacum(ho
ra,mes);
        mMTi(hora,mes)=mMTa(hora,mes)-mMTacum(hora,mes);
        eMTi(hora,mes)=K1*mMTi(hora,mes);
    else
        mMTi(hora,mes)=mMTa(hora,mes);
        eMTi(hora,mes)=K1*mMTi(hora,mes);
    end
end
%Energías horarias ANTES de aplicar limitaciones y extendidas a 24h
diarias
eTUacum=[zeros(5,12);eTUacum;zeros(4,12)];
eTUi=[zeros(5,12);eTUi;zeros(4,12)];
eMTacum=[zeros(5,12);eMTacum;zeros(4,12)]; %kWh
eMTi=[zeros(5,12);eMTi;zeros(4,12)];
%Límites horarios y diarios
EmaxTU=1.2*24*K1*mTUUpd;EmaxMT=1.2*24*K1*mMTpd;eMTmin=0.8*K1*mMTpd;
EminTU=0.8*24*K1*mTUUpd;EminMT=0.8*24*K1*mMTpd;eTUmin=0.8*K1*mTUUpd;
%Aplicación de límites diarios
for c=1:12
```

```

%TORRE ÚNICA
ETU(c)=sum(mTUa(:,c))*K1;ETUacum(c)=sum(eTUacum(:,c));
%Reducción en caso de exceso de energía solar diario
if ETU(c)>EmaxTU;ETUacum(c)=ETUacum(c)-(ETU(c)-EmaxTU);
%Gas en caso de falta de energía solar diaria
elseif ETU(c)<EminTU;ETUgas(c)=EminTU-ETU(c);
end
%Horas que la acumulación es capaz de cubrir a un 0.8 del PD
hacumTU(c)=ETUacum(c)/(0.8*K1*mTUpd);
minacumTU(c)=(hacumTU(c)-floor(hacumTU(c)))*60;
%MULTITORRE
EMT(c)=sum(mMTa(:,c))*K1;EMTacum(c)=sum(eMTacum(:,c));
%Reducción en caso de exceso de energía solar diario
if EMT(c)>EmaxMT;EMTacum(c)=EMTacum(c)-(EMT(c)-EmaxMT);
%Gas en caso de falta de energía solar diaria
elseif EMT(c)<EminMT;EMTgas(c)=EminMT-EMT(c);
end
hacumMT(c)=EMTacum(c)/(0.8*K1*mMTpd);
minacumMT(c)=(hacumMT(c)-floor(hacumMT(c)))*60;
end
%Distribución de la acumulación y gas por horas
EMTacumrem=zeros(1,12);ETUacumrem=zeros(1,12);
eMTacumu=zeros(24,12);eTUacumu=zeros(24,12);
for mes=1:12
    ETUacumrem(mes)=ETUacum(mes);EMTacumrem(mes)=EMTacum(mes);
    for j=1:24;
        if j<=13;hora=j+11;else hora=j-13;end
        %TORRE ÚNICA
        if eTUi(hora,mes)<=eTUmin
            if (eTUi(hora,mes)+ETUacumrem(mes))>=eTUmin
                eTUacumu(hora,mes)=eTUmin-eTUi(hora,mes);
                ETUacumrem(mes)=ETUacumrem(mes)-eTUacumu(hora,mes);
            else
                eTUacumu(hora,mes)=ETUacumrem(mes);ETUacumrem(mes)=0;
                eTUgas(hora,mes)=eTUmin-eTUacumu(hora,mes)-eTUi(hora,mes);
            end
        end
    end
    %MULTITORRE
    if eMTi(hora,mes)<=eMTmin
        if (eMTi(hora,mes)+EMTacumrem(mes))>=eMTmin
            eMTacumu(hora,mes)=eMTmin-eMTi(hora,mes);
            EMTacumrem(mes)=EMTacumrem(mes)-eMTacumu(hora,mes);
        else
            eMTacumu(hora,mes)=EMTacumrem(mes);EMTacumrem(mes)=0;
            eMTgas(hora,mes)=eMTmin-eMTacumu(hora,mes)-eMTi(hora,mes);
        end
    end
end
end
Escritura(eTUi,eTUacumu,eTUgas,eTUacumAUX,hacumTU,minacumTU,...
    eMTi,eMTacumu,eMTgas,eMTacumAUX,hacumMT,minacumMT);

end
function [mTUa,mMTa]=FlujoHorario(PMT,PTU,DTU,DMT,T)
mTUa=zeros(15,12);mMTa=zeros(15,12);nt=max(max(T));
C=1;[nhMT,~]=size(PMT);
for j=1:180
    PDMT=zeros(nt,1);
    for i=1:nhMT
        for q=1:nt
            if T(i,j)==q

```



```
        PDMT(q)=PDMT(q)+PMT(i,j);
    end
end
end
PDTU=sum(PTU(:,j));
[~,mTU]=TemperaturasTU(PDTU);display('TU')
[~,mMT]=TemperaturasMT(PDMT);display('MT')
%Guardado de datos de producción
hora=j-15*(C-1);mes=C;
mMTa(hora,mes)=mean([sum(mMT(1:6)) sum(mMT(7:12)) sum(mMT(13:18))
sum(mMT(19:24))] );
mTUa(hora,mes)=mTU; %[kWh]
if rem(j,15)==0;C=C+1;end
end
end
```

12. ANEXO II: TABLAS DE RESULTADOS COMPLETAS

Tabla 47. Eficiencias ópticas y su variación en función del número de torres presentes en el campo solar multitorre. Caso secundario número 2.

Número de torre	Eficiencia óptica del campo	Variación en la eficiencia óptica del campo	Variación porcentual de la eficiencia óptica del campo	Número de torre	Eficiencia óptica del campo	Variación en la eficiencia óptica del campo	Variación porcentual de la eficiencia óptica del campo
1	0,497			19	0.6714	0.02351667	3.50%
2	0,5978	0,1008	16,86%	20	0.672	0.02203333	3.28%
3	0,6233	0,0255	4,09%	21	0.6726	0.02055	3.06%
4	0,6308	0,0075	1,19%	22	0.6732	0.01906667	2.83%
5	0,6383	0,0075	1,17%	23	0.6738	0.01758333	2.61%
6	0,6458	0,0225	3,48%	24	0.6744	0.0036	0.53%
7	0,64788333	0,01708333	2,64%	25	0.6724	-0.002	-0.30%
8	0,64996667	0,01166667	1,79%	26	0.67282727	0.00042727	0.06%
9	0,65205	0,00625	0,96%	27	0.67325455	0.00042727	0.06%
10	0,65413333	0,00625	0,96%	28	0.67368182	0.00042727	0.06%
11	0,65621667	0,00625	0,95%	29	0.67410909	0.00042727	0.06%
12	0,6583	0,00625	0,95%	30	0.67453636	0.00042727	0.06%
13	0,66038333	0,00625	0,95%	31	0.67496364	0.00042727	0.06%
14	0,66246667	0,00625	0,94%	32	0.67539091	0.00042727	0.06%
15	0,66455	0,00625	0,94%	33	0.67581818	0.00042727	0.06%
16	0,66663333	0,00625	0,94%	34	0.67624545	0.00042727	0.06%
17	0,66871667	0,00625	0,93%	35	0.67667273	0.00042727	0.06%
18	0,6708	0,025	3,73%	36	0.6771	0.0027	0.40%

Tabla 48. Potencias térmicas medias mensuales recibidas en cada una de las 24 torres del campo solar multitorre. Expresadas en MW_t.

Nº de torre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	1.02	1.38	1.67	2.80	3.70	4.69	5.26	3.50	2.54	1.28	1.08	0.93
2	1.11	1.55	1.88	2.98	3.78	4.51	5.06	3.63	2.76	1.44	1.20	1.01
3	1.11	1.56	1.90	3.07	3.93	4.76	5.35	3.76	2.83	1.44	1.20	1.01
4	1.11	1.56	1.90	3.07	3.93	4.76	5.35	3.76	2.83	1.44	1.20	1.01
5	1.11	1.55	1.88	2.98	3.78	4.51	5.06	3.63	2.76	1.44	1.20	1.01
6	1.02	1.38	1.67	2.80	3.70	4.69	5.26	3.50	2.54	1.28	1.08	0.93
7	2.07	2.39	2.50	3.11	3.48	3.78	4.32	3.62	3.18	2.11	2.03	1.95
8	2.19	2.54	2.66	3.30	3.66	3.94	4.50	3.82	3.38	2.24	2.15	2.06
9	2.19	2.55	2.68	3.34	3.70	3.97	4.55	3.86	3.41	2.25	2.16	2.06
10	2.19	2.55	2.68	3.34	3.70	3.97	4.55	3.86	3.41	2.25	2.16	2.06
11	2.19	2.54	2.66	3.30	3.66	3.94	4.50	3.82	3.38	2.24	2.15	2.06
12	2.07	2.39	2.50	3.11	3.48	3.78	4.32	3.62	3.18	2.11	2.03	1.95
13	2.15	2.49	2.61	3.19	3.49	3.69	4.22	3.66	3.28	2.20	2.12	2.03
14	2.19	2.54	2.66	3.30	3.66	3.94	4.50	3.82	3.38	2.24	2.15	2.06
15	2.19	2.55	2.68	3.34	3.70	3.97	4.55	3.86	3.41	2.25	2.16	2.06
16	2.19	2.55	2.68	3.34	3.70	3.97	4.55	3.86	3.41	2.25	2.16	2.06
17	2.19	2.54	2.66	3.30	3.66	3.94	4.50	3.82	3.38	2.24	2.15	2.06
18	2.15	2.49	2.61	3.19	3.49	3.69	4.22	3.66	3.28	2.20	2.12	2.03
19	3.18	3.54	3.53	3.70	3.51	3.12	3.68	4.03	4.11	3.07	3.07	3.02
20	3.14	3.44	3.39	3.54	3.42	3.13	3.68	3.91	3.93	2.98	3.00	2.98
21	3.18	3.47	3.41	3.56	3.43	3.13	3.68	3.92	3.95	2.99	3.04	3.03
22	3.18	3.47	3.41	3.56	3.43	3.13	3.68	3.92	3.95	2.99	3.04	3.03
23	3.14	3.44	3.39	3.54	3.42	3.13	3.68	3.91	3.93	2.98	3.00	2.98

24	3.18	3.54	3.53	3.70	3.51	3.12	3.68	4.03	4.11	3.07	3.07	3.02
----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Tabla 49. Energía producida por sales directas en la central de torre única (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	7985	9880	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	7490	10631	11128	12894	10388	6732	0	0	0
7:00	0	5448	7486	11235	12894	12894	12894	12894	10760	4445	2867	0
8:00	7995	9715	11501	12894	12894	12894	12894	12894	12894	8336	6987	6885
9:00	12179	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	11933	10836	11032
10:00	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894
11:00	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894
12:00	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894
13:00	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894
14:00	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894
15:00	12179	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	12894	11933	10836	11032
16:00	7995	9715	11501	12894	12894	12894	12894	12894	12894	8336	6987	6885
17:00	0	5448	7486	11235	12894	12894	12894	12894	10760	4445	2867	0
18:00	0	0	0	7490	10631	11128	12894	10388	6732	0	0	0



19:00	0	0	0	0	0	7985	9880	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 50. Energía producida a través de sales acumulados en el TSC por la central térmica de torre única (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	8845	10315	10315	10315	10315	10228	0	0	0
1:00	0	0	0	0	10315	10315	10315	10315	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	10315	10315	10315	10315	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	6713	10315	10315	10315	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	1837	10315	3971	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	436	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



16:00	2321	601	0	0	0	0	0	0	0	1979	3329	3430
17:00	10315	4868	2830	0	0	0	0	0	0	5870	7448	10315
18:00	8338	10315	10315	2825	0	0	0	0	3584	8441	1542	1263
19:00	0	10315	10315	10315	10315	2331	436	10315	10315	0	0	0
20:00	0	2553	10315	10315	10315	10315	10315	10315	10315	0	0	0
21:00	0	0	4095	10315	10315	10315	10315	10315	10315	0	0	0
22:00	0	0	0	10315	10315	10315	10315	10315	10315	0	0	0
23:00	0	0	0	10315	10315	10315	10315	10315	10315	0	0	0

Tabla 51. Energía producida mediante la caldera auxiliar (kWh) en la central térmica multitorre en el día tipo de cada mes a lo largo del año meteorológico modelo.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	10315	10315	10315	1471	0	0	0	0	88	10315	10315	10315
1:00	10315	10315	10315	10315	0	0	0	0	10315	10315	10315	10315
2:00	10315	10315	10315	10315	0	0	0	0	10315	10315	10315	10315
3:00	10315	10315	10315	10315	3602	0	0	0	10315	10315	10315	10315
4:00	10315	10315	10315	10315	10315	8478	0	6344	10315	10315	10315	10315
5:00	10315	10315	10315	10315	10315	2331	0	10315	10315	10315	10315	10315
6:00	10315	10315	10315	2825	0	0	0	0	3584	10315	10315	10315
7:00	10315	4868	2830	0	0	0	0	0	0	5870	7448	10315
8:00	2321	601	0	0	0	0	0	0	0	1979	3329	3430
9:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18:00	1977	0	0	0	0	0	0	0	0	1875	8773	9053
19:00	10315	0	0	0	0	0	0	0	0	10315	10315	10315
20:00	10315	7762	0	0	0	0	0	0	0	10315	10315	10315
21:00	10315	10315	6220	0	0	0	0	0	0	10315	10315	10315
22:00	10315	10315	10315	0	0	0	0	0	0	10315	10315	10315
23:00	10315	10315	10315	0	0	0	0	0	0	10315	10315	10315

Tabla 52. Energía producida con sales directas (kWh) por la central térmica multitorre en el día tipo de cada mes a lo largo del año meteorológico modelo.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	14817	16852	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	13847	16852	16852	16852	16852	13038	0	0	0
7:00	0	11078	13581	16852	16852	16852	16852	16852	16852	9473	7432	0
8:00	11078	16415	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16415	11078
9:00	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852

10:00	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852
11:00	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852
12:00	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852
13:00	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852
14:00	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852
15:00	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852
16:00	11078	16415	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16852	16415	11078
17:00	0	11078	13581	16852	16852	16852	16852	16852	16852	9473	7432	0
18:00	0	0	0	13847	16852	16852	16852	16852	13038	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	14817	16852	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 53. Energía producida con el flujo de sales acumulado en el TSC por la central térmica multitorre (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0
1:00	0	0	0	281	13482	13482	13482	13482	8638	0	0	0
2:00	0	0	0	0	13482	13482	13482	13482	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	1219	7982	13482	13482	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	13482	2642	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00	2404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2404
17:00	13482	2404	0	0	0	0	0	0	0	4008	6049	13482
18:00	13482	13482	13482	0	0	0	0	0	444	13482	13482	13482
19:00	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	13482	13482	13482	8186	6165
20:00	2090	13482	13482	13482	13482	13482	13482	13482	13482	1387	0	0
21:00	0	7371	13482	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0
22:00	0	0	2964	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0
23:00	0	0	0	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0

Tabla 54. Energía producida a través de la caldera de gas auxiliar en la central térmica multitorre (kWh) en el día tipo de cada mes a lo largo del año modelo.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0
1:00	0	0	0	281	13482	13482	13482	13482	8638	0	0	0
2:00	0	0	0	0	13482	13482	13482	13482	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	1219	7982	13482	13482	0	0	0	0



4:00	0	0	0	0	0	0	13482	2642	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00	2404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2404
17:00	13482	2404	0	0	0	0	0	0	0	4008	6049	13482
18:00	13482	13482	13482	0	0	0	0	0	444	13482	13482	13482
19:00	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	13482	13482	13482	8186	6165
20:00	2090	13482	13482	13482	13482	13482	13482	13482	13482	1387	0	0
21:00	0	7371	13482	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0
22:00	0	0	2964	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0
23:00	0	0	0	13482	13482	13482	13482	13482	13482	0	0	0

13. ANEXO III: ESQUEMA TIPO DE FLUJO DE SALES FUNDIDAS EN RECEPTOR CENTRAL

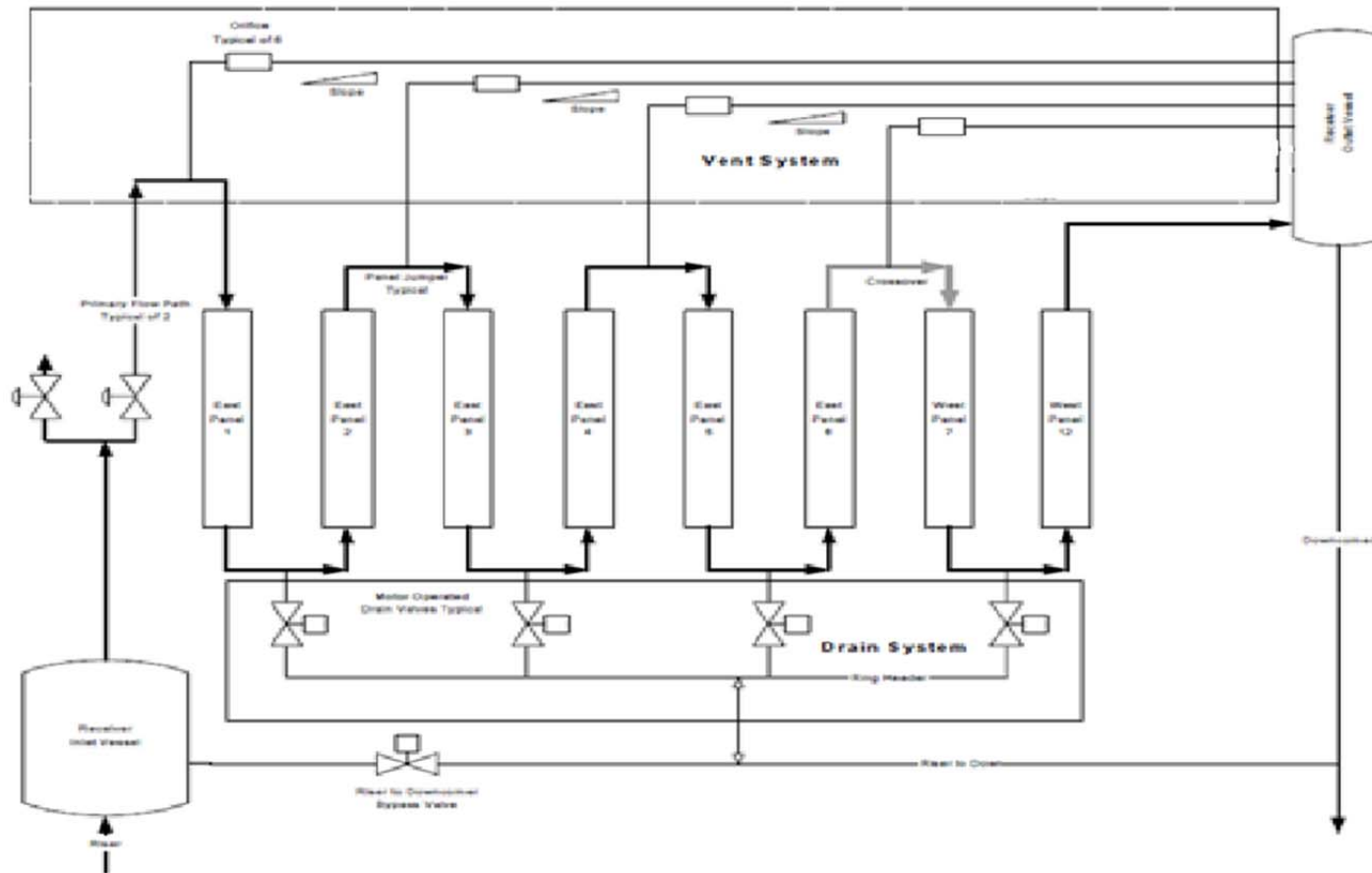


Figura 112. Esquema tipo de flujo de sales fundidas en receptor central. Sistema de llenado y vaciado por inundación. Sistema de ventilación para evacuación de aire durante el llenado. Fuente: (Zavoico, 2001) adaptada.